

ESTUDIO DE LA CORROSIÓN EN UN AMBIENTE DE CO₂ CON VAPOR DE AGUA 1

Evaluación de la corrosión en el acero al carbono API N-80 bajo un ambiente de dióxido de carbono-vapor de agua en condiciones reales de operación a escala de laboratorio

Anderson Yovanny Peña Saavedra

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Metalúrgico

Karen Michelly Quintero Ballena

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Metalúrgico

Director

Ph.D. Darío Yesid Peña Ballesteros

Codirector(es):

M. Sc. Juan Carlos Orozco Agamez

Ing. Jhon Freddy Aceros Cabezas

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería Metalúrgica
Bucaramanga

2024

Dedicatoria

Dedico este proyecto de grado como un sincero gesto de agradecimiento a todas las personas que han sido mi fuente inquebrantable de apoyo a lo largo de esta travesía académica.

A mis padres, quienes han sido un modelo de esfuerzo y dedicación, y un ejemplo a seguir como personas. Les agradezco profundamente por todos los sacrificios realizados, las noches sin dormir y el amor constante que me ha permitido superar cualquier adversidad.

A mi compañera de tesis, Karen Quintero, por ser una excelente amiga y una voz guía en mis pasos. Recuerdo con nostalgia los momentos compartidos en la universidad, desde las noches en la biblioteca hasta las risas en medio de las dificultades. Esto es fruto de nuestro esfuerzo.

A mi director Darío Peña, codirectores Juan Carlos y Jhon Aceros, por ser un soporte importante y fuente de análisis en la búsqueda de nuevo conocimiento.

Al profesor Ángel, le agradezco por inculcarme el valor del afecto hacia las personas, así como por contribuir al desarrollo de mis habilidades interpersonales. También, agradezco que me haya motivado a cuestionar y pensar como un verdadero ingeniero.

Finalmente, a mis apreciados profesores de la Escuela de Ingeniería Metalúrgica, les rindo homenaje por su enorme paciencia, su generoso tiempo y su inmenso amor por la enseñanza, lo cual ha encendido un fuego aún más ardiente en mi corazón por la ingeniería metalúrgica.

Anderson Yovanny Peña Saavedra

Dedicatoria

A mis amados padres y querida hermana, agradezco infinitamente su amor incondicional, su apoyo inquebrantable y todos los sacrificios que han realizado. Han sido los pilares fundamentales de este logro. La culminación de esta tesis es un tributo a su incondicional esfuerzo y cariño.

Agradezco profundamente a mis amigos, quienes han estado a mi lado en cada risa y en cada lágrima, brindándome su apoyo incondicional y su amistad inquebrantable. A mi amigo y compañero de tesis, Anderson Peña, cuyo apoyo incansable durante este viaje académico ha dejado una huella imborrable en mi corazón. Las tazas de café compartidas son testigos de nuestro esfuerzo y sacrificio, los cuales ahora se reflejan en este gran logro.

A mi director de tesis, Darío Peña, y a mis codirectores, Juan Carlos y Jhon Aceros, cuyos conocimientos nos guiaron en cada paso hacia la culminación de esta importante meta. A la distinguida Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales, y a cada uno de los profesores que forman parte de esta excepcional comunidad, les agradezco por todas las enseñanzas que han enriquecido mi formación académica y personal de manera invaluable.

A todos los que han formado parte de este camino, les agradezco infinitamente por acompañarme en cada paso. Este logro no es solo mío, sino de todos ustedes.

Karen Michelly Quintero Ballena

Agradecimientos

Los autores de este libro expresan su agradecimiento a:

- La Vicerrectoría y al laboratorio de Rayos X en el Parque Tecnológico de Guatiguará por facilitar las pruebas de DRX.
- El Grupo de Investigaciones en Corrosión, nuestro director Darío Yesid Peña Ballesteros y codirector de tesis Juan Carlos Orozco Agamez.
- La Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales por brindarnos acceso a sus laboratorios.
- Los técnicos de laboratorio Oscar y Cesar por su valioso acompañamiento en el uso de los equipos.
- M.Sc. Andrey Caballero y al técnico David Saldaña del Parque Tecnológico de Guatiguará por su invaluable orientación y conocimientos en momentos críticos.
- La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y al Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación por su financiamiento en el desarrollo de este proyecto de investigación.

Tabla de contenido

Introducción	17
1. Objetivos	19
1.1 Objetivo general.....	19
1.2 Objetivos específicos	19
2. Fundamentación teórica	20
2.1 Co-inyección cíclica de vapor (CCS)	20
2.2 Transporte de CO ₂	20
2.3 Corrosión.....	21
2.3.1 Fase de CO ₂ saturada con agua	21
2.3.2 Efecto de la presión bajo un ambiente de dióxido de carbono-vapor de agua	24
2.3.3 Efecto de la temperatura bajo un ambiente de dióxido de carbono-vapor de agua....	25
2.4 Composición química del acero API-80.....	25
2.5 Métodos para determinar la velocidad de corrosión	26
2.5.1 Técnica de pérdida de peso.....	26
2.5.2 Extrapolación de Tafel.....	26
3. Metodología	27
3.1 Revisión bibliografía.....	27
3.2 Determinación de las condiciones de estudio	27
3.3 Preparación de los cupones.....	29

3.4 Exposición de los cupones a la atmósfera corrosiva de operación	29
3.5 Uso de la técnica de gravimetría discontinua y determinación de la velocidad de corrosión	29
3.6 Simulación electroquímica.....	30
3.7 Simulación termodinámica	30
3.8 Caracterización de los productos de corrosión	30
3.9 Caracterización metalográfica	30
3.10 Análisis de los resultados.....	30
3.11 Presentación final.....	31
4. Resultados y discusión	31
4.1 Efecto de la temperatura, presión y tiempo de exposición en la ganancia de masa.....	31
4.1.1 Efecto de la presión en la ganancia de masa del acero API N-80 en un ambiente de CO ₂ -vapor de agua	31
4.1.2 Efecto de la temperatura en la ganancia de masa del acero API N-80 en un ambiente de CO ₂ -vapor de agua	33
4.1.3 Efecto del tiempo de exposición en la ganancia de masa del acero API N-80 en ambientes de CO ₂ -vapor de agua	34
4.2 Efecto de la temperatura, presión y tiempo de exposición en la velocidad de corrosión. ..	35
4.2.1 Efecto de la presión en la velocidad de corrosión del acero API N80 en ambientes de CO ₂ -vapor de agua	35

4.2.2 Efecto de la temperatura en la velocidad de corrosión del acero API N80 en ambientes de CO ₂ - vapor de agua	37
4.2.3 Correlación de la presión y la temperatura sobre la velocidad de corrosión del acero API N80 en ambientes de CO ₂ -vapor de agua.....	38
4.2.4 Efecto del tiempo de exposición en la velocidad de corrosión del acero API N-80 en ambientes de CO ₂ -vapor de agua	41
4.2.5 Comportamiento electroquímico mediante el software OLI Corrosion Analyzer	42
4.3 Caracterización del acero API N-80 expuesto a un ambiente de CO ₂ -vapor de agua	44
4.3.1 Comportamiento de la microestructura del acero API-N80.....	44
4.3.2 Difracción de rayos X.....	46
4.3.3 Morfología de los productos de corrosión del acero API N-80	47
5. Conclusiones	51
6. Recomendaciones.....	53
Referencias.....	54
Apéndices.....	56

Listado de tablas

Tabla 1. Composición química del acero API N80	25
Tabla 2. Condiciones de estudio, presión, temperatura y tiempo de exposición.	28
Tabla 3. Composición de la atmósfera en estudio.	29
Tabla 4. Comparación de la ganancia de masa y velocidad de corrosión entre los ambientes de CO ₂ -N ₂ -H ₂ O (Aceros & Cardenas 2021) y CO ₂ -H ₂ O	38
Tabla 5. Tiempo de vida útil para las regiones de la ventana operativa	41
Tabla 6. Velocidad de corrosión calculada por medio del software OLI corrosion analyzer con variables corregidas.	42
Tabla 7. Comparación de los porcentajes en peso de los productos de corrosión en ambientes de CO ₂ -H ₂ O y CO ₂ -H ₂ O-N ₂	47
Tabla 8. Datos para el cálculo de la vida segura de la tubería de acero API N-80 para las condiciones de 1100 psi- 560°F.....	66
Tabla 9. Valores del potencial de corrosión y pH obtenidos a través del software OLI corrosion analyzer con las variables corregidas relacionadas con los diagramas de Pourbaix.....	70

Lista de figuras

Figura 1. Formación de los productos de corrosión por interacciones entre la interfase Metal- CO₂-H₂O 22

Figura 2. Influencia de la presión en la condensación del agua sobre la superficie del metal .. 24

Figura 3. Esquema del montaje experimental..... 28

Figura 4. Efecto de la presión (800 psi, 950 psi, 1100 psi) a temperaturas constantes (520°F, 540 °F, 560°F) en la ganancia de masa del acero API N-80 32

Figura 5. Efecto de la temperatura (520°F, 540 °F, 560°F) a presiones constantes (800 psi, 950 psi, 1100 psi) en la ganancia de masa del acero API N-80..... 33

Figura 6. Efecto del tiempo de exposición (1 hora, 20 horas, 50 horas) a diferentes presiones (800 psi, 950 psi, 1100 psi) y temperaturas (520°F, 540 °F, 560°F) en la ganancia de masa del acero API N-80. 34

Figura 7. Efecto de la presión (800 psi, 950 psi, 1100 psi) a temperaturas constantes (520°F, 540 °F, 560°F) en la velocidad de corrosión del acero API N-80 36

Figura 8. Efecto de la temperatura (520°F, 540 °F, 560°F) a presiones constantes (800 psi, 950 psi, 1100 psi) en la velocidad de corrosión del acero API N-80..... 37

Figura 9. Índice de factor de corrosión en un ambiente de CO₂-vapor de agua a diferentes condiciones a 50 horas de exposición..... 39

Figura 10. Ventana operativa de integridad (IOW). 40

Figura 11. Efecto del tiempo de exposición (1 hora, 20 horas, 50 horas) a diferentes presiones (800 psi, 950 psi, 1100 psi) y temperaturas (520°F, 540 °F, 560°F) en la velocidad del acero API N-80 41

Figura 12. Curvas potenciodinamica simuladas por OLI corrosion analyzer..... 43

Figura 13. Microestructura del acero API N-80 en estado de suministro..... 44

Figura 14. Microestructura del acero API N-80 expuesto en ambiente de CO ₂ -vapor de agua a condiciones de 800 psi -520 °F, 950 psi-540°F y 1100psi-560°F.	45
Figura 15. Difracción de rayos X (DRX) del acero API N-80 expuesto a condiciones de operación en un tiempo de 200 horas.	46
Figura 16. SEM-EDS del acero API N-80 a condiciones de 800 psi-520°F a 200 horas.....	48
Figura 17. SEM-EDS del acero API N-80 a condiciones de 950 psi-540°F a 200 horas.....	49
Figura 18. SEM-EDS del acero API N-80 a condiciones de 1100 psi-560°F a 200 horas.....	49
Figura 19. Relación de la velocidad de corrosión, espesor, microdureza y el tiempo de exposición.	50
Figura 20. Efecto de la presión (800 psi, 950 psi, 1100 psi) a temperaturas constantes (520°F, 540 °F, 560°F) en la ganancia de masa del acero API N-80 con un tiempo de exposición de 20 horas.....	56
Figura 21. Efecto de la temperatura (520°F, 540 °F, 560°F) a presiones constantes (800 psi, 950 psi, 1100 psi) en la ganancia de masa del acero API N-80 con un tiempo de exposición de 20 horas.	56
Figura 22. Efecto del tiempo de exposición (1 hora, 20 horas, 50 horas) a diferentes presiones (800 psi, 950 psi, 1100 psi) con temperatura constante de 520 °F, en la ganancia de masa del acero API N-80.....	57
Figura 23. Efecto del tiempo de exposición (1 hora, 20 horas, 50 horas) a diferentes presiones (800 psi, 950 psi, 1100 psi) con temperatura constante de 560 °F, en la ganancia de masa del acero API N-80.....	57

Figura 24. Efecto del tiempo de exposición (1 hora, 20 horas, 50 horas) a una presión constante de 800 psi y diferentes temperaturas (520°F, 540 °F, 560°F), en la ganancia de masa del acero API N-80. 58

Figura 25. Efecto del tiempo de exposición (1 hora, 20 horas, 50 horas) a una presión constante de 1100 psi y diferentes temperaturas (520°F, 540 °F, 560°F), en la ganancia de masa del acero API N-80. 58

Figura 26. Efecto de la temperatura (520°F, 540 °F, 560°F) y la presión (800 psi, 950 psi, 1100 psi) en la ganancia de masa del acero API N-80 con un tiempo de exposición de 120 horas. 59

Figura 27. Efecto de la temperatura (520°F, 540 °F, 560°F) y la presión (800 psi, 950 psi, 1100 psi) en la ganancia de masa del acero API N-80 con un tiempo de exposición de 200 horas. 59

Figura 28. Efecto de la temperatura en el equilibrio de fases a una presión constante de 800 psi. 60

Figura 29. Efecto de la temperatura en el equilibrio de fases a una presión constante de 950 psi. 60

Figura 30. Efecto de la temperatura en el equilibrio de fases a una presión constante de 1100 psi. 61

Figura 31. Efecto de la presión en el equilibrio de fases a una temperatura constante de 520 °F. 61

Figura 32. Efecto de la presión en el equilibrio de fases a una temperatura constante de 540 °F. 62

Figura 33. Efecto de la presión en el equilibrio de fases a una temperatura constante de 560 °F. 62

Figura 34. Efecto de la presión (800 psi, 950 psi, 1100 psi) a temperaturas constantes (520°F, 540 °F, 560°F) en la velocidad de corrosión del acero API N-80 con un tiempo de exposición de 20 horas. 63

Figura 35. Efecto de la temperatura (520°F, 540 °F, 560°F) a presiones constantes (800 psi, 950 psi, 1100 psi) en la velocidad de corrosión del acero API N-80 con un tiempo de exposición de 20 horas. 63

Figura 36. Efecto de la temperatura (520°F, 540 °F, 560°F) y la presión (800 psi, 950 psi, 1100 psi) en la velocidad de corrosión del acero API N-80 con un tiempo de exposición de 120 horas. 64

Figura 37. Efecto de la temperatura (520°F, 540 °F, 560°F) y la presión (800 psi, 950 psi, 1100 psi) en la velocidad de corrosión del acero API N-80 con un tiempo de exposición de 200 horas. 64

Figura 38. Diagramas sobre el efecto de la presión y la temperatura en la solubilidad del CO₂ 65

Figura 39. Comportamiento de la presión y la capacidad de la adsorción y la solubilidad de la película de agua del CO₂. 65

Figura 40. Diagrama de Pourbaix (Eh vs pH) en condiciones de 473°F y 800 psi. 67

Figura 41. Diagrama de Pourbaix (Eh vs pH) en condiciones de 485°F y 950 psi. 68

Figura 42. Diagrama de Pourbaix (Eh vs pH) en condiciones de 500°F y 1100 psi. 68

Figura 43. Diagrama de Pourbaix (Eh vs pH) en condiciones de 520°F y 1351 psi. 69

Figura 44. Diagrama de Pourbaix (Eh vs pH) en condiciones de 540°F y 1660 psi. 69

Figura 45. Diagrama de Pourbaix (Eh vs pH) en condiciones de 560°F y 2053 psi. 70

Figura 46. Productos de corrosión a una presión constante de 800 psi en un rango de temperatura entre 390 °F (200°C) y 570 °F (300°C). 71

Figura 47. Productos de corrosión a presión constante de 950 psi en un rango de temperatura de 390°F (200°C) a 570°F (300°C)	71
Figura 48. Productos de corrosión presión constante de 1100 psi en un rango de temperatura de 390°F (200°C) a 570°F (300°C).	72
Figura 49. Productos de corrosión a temperatura constante 520°F en un rango de presión de 435 psi (30 bar) y 1450 psi (100 bar).....	72
Figura 50. Productos de corrosión a temperatura constante 540°F en un rango de presión de 435 psi (30 bar) y 1450 psi (100 bar).....	73
Figura 51. Productos de corrosión a temperatura constante 560°F en un rango de presión de 435 psi (30 bar) y 1450 (100 bar).	73
Figura 52. Microdureza y temperatura de revenido del acero API N-80 templados en diferentes medios de enfriamiento.....	74
Figura 53. Índice de factor de corrosión en un ambiente de CO ₂ -vapor de agua a diferentes condiciones a 1 hora de exposición.	75
Figura 54. Índice de factor de corrosión en un ambiente de CO ₂ -vapor de agua a diferentes condiciones a 20 horas de exposición.	75

Lista de Apéndices

Apéndice A. Efecto de la presión en la ganancia de masa del acero API N-80	56
Apéndice B. Efecto de la temperatura en la ganancia de masa del acero API N-80	56
Apéndice C. Efecto del tiempo de exposición en la ganancia de masa del acero API N-80.	57
Apéndice D. Efecto de la presión y la temperatura en la ganancia de masa.	59
Apéndice E. Diagrama de equilibrio de fases bajo diferentes presiones y temperaturas.	60
Apéndice F. Efecto de la presión en la velocidad de corrosión.	63
Apéndice G. Efecto de la temperatura en la velocidad de corrosión	63
Apéndice H. Efecto de la presión y la temperatura en la ganancia de masa y velocidad de corrosión para tiempos de exposición de 120 y 200 horas.	64
Apéndice I. Efecto de la presión y temperatura en la solubilidad del CO ₂ en H ₂ O.	65
Apéndice J. Datos necesarios para el cálculo de la vida útil de la tubería con acero API N-80.	66
Apéndice K. Diagrama de Pourbaix (Eh vs pH) donde se evalúa el potencial de corrosión bajo condiciones corregidas por OLI Corrosion Analyzer.	67
Apéndice L. Diagrama de equilibrio de los productos de corrosión a presiones y temperaturas constantes simuladas por el software HSC Chemistry.	71
Apéndice M. Relación de la microdureza y temperatura de revenido del acero API N-80.	74
Apéndice N. Índices de factores de corrosión en un ambiente de CO ₂ -vapor de agua a condiciones de trabajo con diferentes tiempos de exposición.	75

Resumen

Título: Evaluación de la corrosión en el acero al carbono API N-80 bajo un ambiente de dióxido de carbono-vapor de agua en condiciones reales de operación a escala de laboratorio.¹

Autores: Anderson Yovanny Peña Saavedra, Karen Michelly Quintero Ballena.²

Palabras Clave: Corrosión, Inyección cíclica de CO₂, Acero API N-80, Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR), Condición de saturación, Estado supercrítico.

Descripción:

En un campo petrolero del Magdalena Medio, la aplicación de la tecnología de Captura, Almacenamiento y Transporte de CO₂ (CSC) en el proceso de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) no solo aumenta la eficiencia de la producción en los campos, sino que también desempeña un papel fundamental en la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas del CO₂. No obstante, se ha observado que la inyección de CO₂ presenta una serie de impurezas, entre las cuales se encuentra el agua, que, a condiciones de operación reales, situadas en un rango de presiones de 800-1100 psi y temperaturas de 520-560°F, afectan la integridad del acero API N-80 utilizado en tuberías de transporte. En esta investigación se evaluó la corrosión del acero API N-80 en un ambiente de CO₂-H₂O en condiciones de operación reales a escala de laboratorio, realizando pruebas gravimétricas, simulaciones electroquímicas y caracterización de los productos de corrosión. Los resultados obtenidos señalaron la influencia del control de la presión y la temperatura en los procesos corrosivos. Se observó que mantener presiones cercanas al punto crítico y temperaturas bajas conlleva a un mayor deterioro del acero, lo que se refleja en un incremento en la ganancia de masa y en la velocidad de corrosión. A partir de estos hallazgos, se estableció una ventana operativa de integridad que permitió definir las regiones de operación segura, estándar, de control y crítica. En conjunto con lo establecido en la norma ASME B-31.4, se determinó el tiempo de vida seguro de operación de la tubería para las diferentes regiones. Los productos de corrosión identificados mediante técnicas de caracterización, como la Difracción de Rayos X (DRX) y la Microscopía Electrónica de Barrido (SEM-EDS), así como aquellos obtenidos mediante simulaciones a través del software HSC Chemistry, confirmaron la presencia de compuestos como (Fe₃O₄, Fe₂O₃, Fe₃C, FeO y FeCO₃). Finalmente, a través de la Microscopía Óptica y mediciones de dureza, se evidenció que, debido a su tratamiento de revenido previo, bajo las condiciones de operación, el acero API N-80 no experimenta modificaciones en sus propiedades mecánicas hasta una temperatura de 1110 °F, las cuales se reflejaron en su microestructura.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales. Ingeniería Metalúrgica. Director: Darío Yesid Peña Ballesteros. Doctor en Corrosión. Codirector: Juan Carlos Orozco Agamez. Magister en Ingeniería Química. Tutor: Jhon Freddy Aceros Cabezas Ingeniero Metalúrgico.

Abstract

Title: Evaluation of Corrosion in Carbon Steel API N-80 in a Carbon Dioxide-Water Vapor Environment under Real Laboratory-Scale Operating Conditions.*

Authors: Anderson Yovanny Peña Saavedra, Karen Michelly Quintero Ballena.**

Keywords: Corrosion, Cyclical CO₂ Injection, API N-80 Steel, Enhanced Oil Recovery (EOR), Saturation Condition, Supercritical State.

Description:

In a Magdalena Medio oil field, the application of Carbon Capture, Storage, and Transport (CSC) technology in Enhanced Oil Recovery (EOR) not only enhances production efficiency in fields but also plays a crucial role in mitigating greenhouse gas emissions stemming from CO₂. However, it has been observed that the injection of CO₂ contains various impurities, including water, which, under real operating conditions, within a range of pressures of 800-1100 psi and temperatures of 520-560°F, affect the integrity of the API N-80 steel used in transportation pipelines. This research evaluated the corrosion of API N-80 steel in a CO₂-H₂O environment under real operating conditions at a laboratory scale, conducting gravimetric tests, electrochemical simulations, and characterizing corrosion products. The results indicated the influence of pressure and temperature control on corrosive processes. It was observed that maintaining pressures close to the critical point and low temperatures results in greater steel deterioration, reflected in an increase in mass gain and corrosion rate. Based on these findings, an integrity operating window was established, defining safe, standard, control, and critical operating regions. In conjunction with the ASME B-31.4 standard, the safe operating life of the pipeline for different regions was determined. Corrosion products identified through characterization techniques such as X-ray Diffraction (XRD) and Scanning Electron Microscopy with Energy-Dispersive X-ray Spectroscopy (SEM-EDS), as well as those obtained through simulations using HSC Chemistry software, confirmed the presence of compounds like (Fe₃O₄, Fe₂O₃, Fe₃C, FeO y FeCO₃). Finally, through Optical Microscopy and hardness measurements, it was evident that, due to its prior tempering treatment, under operating conditions, API N-80 steel does not undergo modifications in its mechanical properties until a temperature of 1110°F, which are reflected in its microstructure.

* Degree work

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Metallurgical Engineering and Materials Science. Metallurgical Engineering Program. Director: Darío Yesid Peña Ballesteros. PhD in Corrosion. Co-director: Juan Carlos Orozco Agamez. MSc in Chemical Engineering. Tutor: Jhon Freddy Aceros Cabezas. Metallurgical Engineer.

Introducción

En la actualidad, la creciente concentración de dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera, principalmente debido a actividades humanas, está contribuyendo significativamente al cambio climático y al aumento de la temperatura global. A pesar de las inversiones en energías renovables, la demanda energética sigue dependiendo en gran medida de combustibles fósiles, que emiten grandes cantidades de CO₂ (Onyebuchi et al., 2018). En muchas industrias, especialmente la industria del petróleo, se están adoptando medidas para abordar esta problemática, como la tecnología de CSC, que permite la captura, almacenamiento y transporte de CO₂ en proyectos como la recuperación mejorada de petróleo (EOR), aumentando el rendimiento de los campos petroleros y contribuyendo a mitigar el cambio climático (Kumar et al., 2022).

Dentro de las técnicas de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR), la inyección cíclica de vapor destaca como el método más ampliamente empleado para la extracción de petróleo pesado. Sin embargo, desde su implementación, esta técnica ha presentado desafíos relacionados al control de la corrosión en el transporte de CO₂ (Sandoval et al., 2023), ocasionando degradación de las tuberías, fallas mecánicas y pérdidas de productividad, lo que pone en riesgo tanto la infraestructura como la seguridad de los trabajadores. Así mismo, la captura y transporte de CO₂ conlleva una cantidad de impurezas como oxígeno (O₂), nitrógeno (N₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S), agua (H₂O) y óxidos de nitrógeno (NO_x), que contribuyen a los procesos corrosivos, de esta manera, se ha evidenciado que la velocidad de corrosión tiene un incremento significativo cuando el CO₂ entra en contacto con el agua en fase líquida en comparación con las demás impurezas (Sun et al., 2021).

Esta propuesta de investigación se enmarca en el proyecto titulado "Estudio de la corrosión de aceros al carbono expuestos a ambientes de CO₂ supercrítico y flue gas – vapor de agua", con

condiciones reales de un campo del Valle Medio del Magdalena, actualmente financiado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación. Como resultado de este proyecto, se han llevado a cabo dos tesis de investigación: "Evaluación de los efectos de las variables temperatura y presión en el comportamiento corrosivo del acero API N-80 mediante la técnica de inyección vapor-flue gas utilizando software de simulación". Esta tesis se centró en analizar cómo las variables de temperatura y presión afectan la corrosión del acero API N-80 cuando se aplica la técnica de inyección vapor-flue gas, empleando herramientas de simulación. También, bajo este mismo marco se llevó a cabo la tesis de investigación "Evaluación del efecto de la co-inyección vapor - flue gas como método de recobro mejorado sobre la corrosión en el acero al carbono API N-80 a escala de laboratorio". En esta investigación, se evaluó el impacto de la co-inyección de vapor, dióxido de carbono y oxígeno en la corrosión del acero al carbono API N-80 a nivel de laboratorio.

En continuación con esta línea de investigación, la presente propuesta busca evaluar el efecto del ambiente de dióxido de carbono y vapor de agua. Este enfoque permitirá ampliar la comprensión científica en entornos de inyección y transporte de dióxido de carbono a condiciones supercríticas, considerando la presencia de vapor de agua y teniendo en cuenta las condiciones reales en el contexto de estudio. Al mantener constantes las variables utilizadas en estudios anteriores de la misma línea investigativa, se podrá realizar comparaciones precisas entre los resultados obtenidos en diferentes condiciones de inyección de gases de combustión. Por último, es importante destacar que el desarrollo de esta propuesta de investigación constituye un esfuerzo de gran relevancia destinado a ampliar la comprensión de la corrosión en entornos críticos y a impulsar la búsqueda de soluciones efectivas. Se espera que los resultados de este proyecto no solo contribuyan al campo científico, sino que también permitan desempeñar un papel fundamental en el avance de tecnologías y prácticas más seguras y eficientes en la industria.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Evaluar la corrosión del acero al carbono API- N80 bajo un ambiente de dióxido de carbono-vapor de agua en condiciones reales de operación a escala de laboratorio.

1.2 Objetivos específicos

Analizar la influencia de las variables de presión y temperatura sobre los cambios en la masa del acero API N-80 bajo un ambiente de dióxido de carbono-vapor de agua a través de pruebas gravimétricas en el laboratorio.

Estudiar la influencia de las variables de presión y temperatura sobre la velocidad de corrosión del acero API N-80 bajo un ambiente de dióxido de carbono-vapor de agua mediante el método de pérdida de peso y la técnica electroquímica Extrapolación de Tafel simulada por OLI Corrosion analyzer.

Identificar los productos de corrosión formados en el acero API N-80 bajo la influencia del ambiente de dióxido de carbono-vapor de agua mediante las técnicas de caracterización: Microscopia Electrónica de Barrido (SEM), Microscopia óptica y Difracción de rayos X (DRX).

2. Fundamentación teórica

2.1 Co-inyección cíclica de vapor (CCS)

La Estimulación Cíclica con Vapor (CCS) es un proceso térmico dentro de la recuperación mejorada de petróleo (EOR) que involucra tres etapas: inyección, remojo y producción. En la fase de *inyección*, se introduce vapor a alta temperatura y presión en el pozo a través de tuberías durante un período que suele variar entre 2 y 4 semanas. Luego de esta etapa, se permite un período de inmersión para que el vapor a alta temperatura pueda calentar el petróleo en las proximidades del pozo, conocido como *remojo*. La duración del remojo puede extenderse desde días hasta semanas o meses (Hu et al., 2018). En la última etapa, el pozo se abre para la *producción*. Inicialmente, se extrae agua a alta temperatura condensada cerca de la cara del pozo. Posteriormente, el petróleo es recuperado debido al aumento de la diferencia de presión entre la cabeza y el fondo del pozo. A medida que la temperatura de la zona calentada disminuye, las tasas de extracción de petróleo también disminuyen. Cuando la producción alcanza un nivel predeterminado, se inicia otro ciclo de inyección de vapor para continuar mejorando la recuperación de petróleo en el yacimiento (Elkamel & Sedaee, 2022).

2.2 Transporte de CO₂

La inyección de CO₂ a los yacimientos se realiza mediante tuberías construidas bajo la normativa API (American Petroleum Industry), las cuales transportan gran cantidad de CO₂ que se presuriza y se inyecta en las capas de petróleo. Sin embargo, este proceso conlleva ciertos desafíos relacionados con la corrosión ácida y electroquímica del acero de la tubería debido a la presencia de H₂O, H₂S, O₂ y la alta concentración de CO₂. Además, las tuberías de inyección de CO₂ están expuestas a diversas tensiones mecánicas, especialmente cargas de tracción causadas comúnmente por su propio peso, donde sumado un proceso de corrosión, su destrucción podría ocurrir mucho más fácilmente (Li et al., 2019).

2.3 Corrosión

La corrosión es un proceso natural y gradual de deterioro que afecta a los materiales metálicos debido a reacciones químicas y electroquímicas que ocurren cuando interactúan con su entorno. Este proceso puede llevar a la pérdida de propiedades mecánicas y resultar en la transformación del metal en compuestos como óxidos u otros productos similares. La corrosión es una respuesta a la tendencia de los metales a volver a su estado natural y de menor energía (Fontana *et Al*, 2018).

2.3.1 Fase de CO₂ saturada con agua

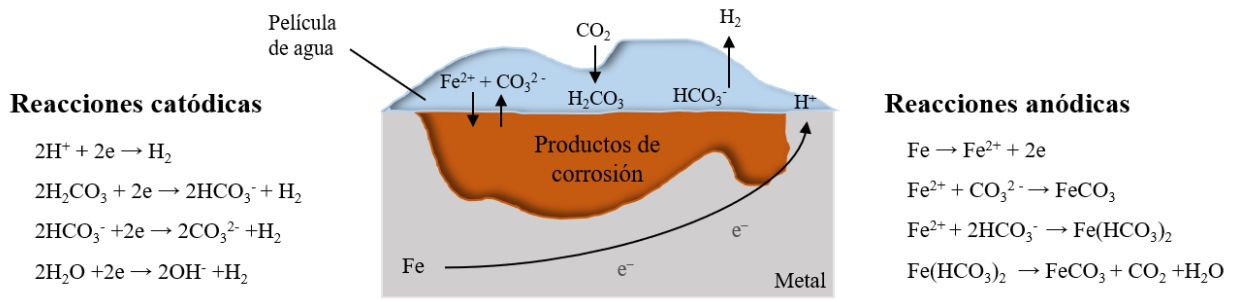
Numerosos autores respaldan que el CO₂ puro exhibe una baja corrosión en aceros o, en su defecto, una corrosión insignificante. Sin embargo, la velocidad de corrosión experimenta un incremento significativo cuando el CO₂ está en presencia de otras sustancias, siendo el agua uno de los más influyentes. La condensación de gotas de agua sobre la superficie metálica posibilita que esta actúe como un electrolito, facilitando el intercambio de electrones que desencadena el proceso corrosivo. La agregación y adsorción de agua en la superficie del metal dependen de las fuerzas de Van der Waals y de los enlaces de hidrógeno. Por lo tanto, las moléculas de agua adsorbidas tienden a formar fácilmente películas de agua en la superficie del metal.

De acuerdo con G. Cui *et al.* (2019), en ambientes de CO₂ con presencia de agua, el fenómeno inicia con la condensación de gotas de agua cuando alcanzan el punto crítico. Posteriormente, estas gotas se saturan rápidamente con dióxido de carbono (CO₂), lo que da lugar a la formación de ácido carbónico (H₂CO₃) y, como consecuencia, a la corrosión local del acero. Con el tiempo, la concentración de Fe²⁺ en la película de agua aumenta, lo que conduce a la formación de productos de corrosión, como se ilustra en la Figura 1. A medida que aumenta la

condensación de gotas, la película de agua en la superficie se vuelve más extensa, dando lugar a una corrosión generalizada.

Figura 1.

Formación de los productos de corrosión por interacciones entre la interfase Metal- CO₂-H₂O



Nota. Los productos de corrosión usualmente son FeCO₃ y Fe₃C. Adaptado de: G. Cui et al., 2019

A continuación, se muestra una recopilación de estudios que han evaluado el comportamiento de la corrosión de diferentes aceros expuestos a ambientes de CO₂ supercrítico con presencia de vapor de agua. Estos estudios han medido una serie de variables que incluyen temperatura, presión, tiempo de exposición y productos formados, los cuales fueron realizados a escala de laboratorio.

- (Sun et al., 2023) realizaron una numerosa revisión de artículos que abarcan investigaciones sobre los desafíos que conlleva el transporte, almacenamiento y utilización de CO₂ supercrítico (CCUS), donde la presencia de las diferentes impurezas, principalmente el de agua desencadena la formación de hidratos que son altamente corrosivos para los aceros. Al evaluar ambientes de CO₂ saturadas de H₂O, se encontró que las capas de productos de corrosión que se forman a bajas temperaturas son más gruesas, en cambio, a altas temperaturas el espesor de las capas es menor, disminuyendo la velocidad de corrosión.
- (Ren et al., 2021) evaluaron el comportamiento del acero al carbono API N-80 a temperaturas de 60, 90, 120 y 150°C con diferentes tiempos de inmersión, utilizando agua simulada de un

campo petrolífero e inyectando CO₂ a altas presiones. A través de dichas condiciones se evidenció una alta velocidad de corrosión entre las temperaturas de 60 a 90° C, en este rango se forman incrustaciones perjudiciales para el acero, en cambio, en temperaturas de 120 a 150°C la velocidad de corrosión disminuye, ya que, se forma una película que se compone principalmente de CaCO₃ y FeCO₃.

Así mismo, a lo largo de esta línea de investigación se han realizado dos tesis en otros ambientes utilizando el acero API N-80 y aplicando las mismas condiciones de operación a efectuar en este estudio.

- (Cárdenas y Aceros, 2022) evaluaron el comportamiento corrosivo del acero al carbono API N-80 en ambientes de CO₂-N₂-H₂O, bajo condiciones de alta presión y temperatura con tiempos de exposición de 1, 10, 20, 50, y 120 horas. Al realizar el análisis correspondiente de cada variable, encontraron que la presión influyó en el aumento de la ganancia y velocidad de corrosión hasta alcanzar los 950 psi, sin embargo, luego se presenta una disminución. En consecuencia, se encontró que la temperatura representó un efecto inverso sobre los cambios en la masa y la velocidad de corrosión. Finalmente, se detectaron productos de corrosión teóricos como Fe₃O₄ y Fe₂O₃, siendo el primero más predominante y el segundo responsable de la pasivación. Además, mediante pruebas de SEM-EDS se encontraron productos de corrosión como Fe₃O₄, Fe₂O₃, Fe₃C, FeO y MnCO₃.
- (Moreno y Santos, 2021) analizaron los efectos de la temperatura y la presión en la corrosión del acero API N-80 en entornos que contenían CO₂-N₂-H₂O. Además, llevaron a cabo una simulación tanto en presencia como en ausencia de O₂. A través de las pruebas realizadas, lograron identificar productos teóricos de corrosión predominantes mediante los diagramas de Ellingham y Pourbaix, que resultaron ser el trióxido de hierro (Fe₂O₃), el tetraóxido de hierro

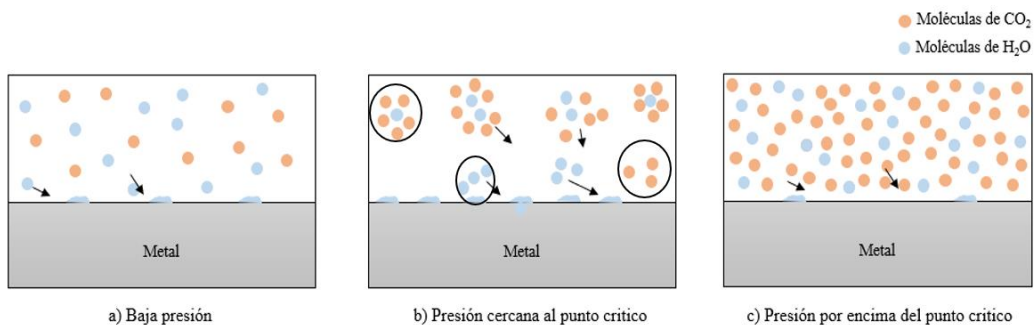
(Fe₃O₄) y el carbonato de hierro (FeCO₃). En cuanto a la influencia de las variables, observaron que un aumento en la temperatura a presión constante llevó a una disminución en las cantidades de Fe₂O₃ y FeCO₃ formadas, mientras que aumentó la formación de Fe₃O₄. Por otro lado, al aumentar la presión a temperatura constante, se observó un aumento en la cantidad de Fe₂O₃ y FeCO₃ formados, mientras que disminuyó la formación de Fe₃O₄.

2.3.2 Efecto de la presión bajo un ambiente de dióxido de carbono-vapor de agua

Según lo estudiado por Zeng et al. (2021), la inyección de CO₂ en estado supercrítico (a 88 °F y 1170 psi para CO₂ puro) permite que el CO₂ se comporte de una manera diferente con propiedades tanto de un líquido como un gas. En la Figura 2, muestra el cambio de la distribución espacial de las moléculas de CO₂ y H₂O en el sistema CO₂-H₂O a medida que varía la presión. A bajas presiones las moléculas de CO₂ y H₂O se encuentran dispersas de manera escasa, lo que dificulta la formación de una película de agua en la superficie del acero debido a la gran separación molecular. A medida que la presión se acerca al punto crítico, se produce un notable aumento en la densidad local de moléculas. Se identifican grupos de moléculas mixtas, de CO₂ y de H₂O.

Figura 2.

Influencia de la presión en la condensación del agua sobre la superficie del metal



Nota. Adaptado de (Zeng et al., 2021)

A medida que la presión aumenta, la capacidad de compresión del fluido disminuye, lo que resulta en una homogénea distribución de moléculas de H₂O en el CO₂. En consecuencia, un menor

número de moléculas de agua se agregan alrededor de las moléculas de CO₂, debilitando así el fenómeno de agregación molecular de H₂O y reduciendo la cantidad de moléculas de agua adheridas a la superficie del metal (Zeng et al., 2021).

2.3.3 Efecto de la temperatura bajo un ambiente de dióxido de carbono-vapor de agua

La temperatura incide notablemente en la velocidad de corrosión de los metales cuando se encuentran en ambientes corrosivos. En este caso, al elevar la temperatura, las moléculas adquieren una mayor velocidad media y generan colisiones moleculares más intensas, lo que les permite superar la energía de activación (Cui et al., 2019). Este proceso acelera la aparición de reacciones químicas y la transferencia de masa, incrementando así la velocidad de corrosión. Así mismo, el aumento de la temperatura afecta directamente a las etapas de formación y crecimiento de los productos de corrosión. Se estima que a bajas temperaturas se da lugar a la formación de una capa gruesa no protectora y porosa compuesta principalmente por Fe₃C. Sin embargo, una vez que los núcleos se han estabilizado y ha comenzado el proceso de crecimiento de los granos, la fase predominante será el crecimiento de FeCO₃ (Zhao et al., 2021).

2.4 Composición química del acero API-80

En la Tabla 1, se presenta la composición química elemental del acero API N-80 empleado en el proyecto de investigación.

Tabla 1.

Composición química del acero API N80

% Porcentaje en peso							
%C	%P	%S	%Si	%Mn	%Ni	%Cu	%Cr
0.255	0.013	<0.150	0.308	1.424	0.0077	0.0081	0.011

Nota. Los datos presentados fueron obtenidos mediante espectroscopía de emisión por chispa en la Sede Guatigurá de la Universidad Industrial de Santander

2.5 Métodos para determinar la velocidad de corrosión

2.5.1 Técnica de pérdida de peso

La norma ASTM G1-03 no solo describe los procedimientos para preparar los cupones para las pruebas, sino que también delimita los procedimientos para evaluar la corrosión por pérdida de masa. Con lo anterior, la ecuación 9 establece el cálculo para determinar la velocidad de corrosión en función de las dimensiones de los cupones y su pérdida de masa.

$$\text{Velocidad de corrosión} = \frac{K*W}{A*T*D} \text{ (mm/año)} \quad (1)$$

Donde, **K** representa una constante que varía según las unidades deseadas para medir la velocidad de corrosión. En este caso se trabajará $K = 8.76*10^7$ (mm/año). **W** es la Pérdida de masa del cupón en gramos, **A** es el Área superficial del cupón en cm², **T** es el tiempo de exposición en horas y **D** es la densidad del cupón en gramos/cm³.

2.5.2 Extrapolación de Tafel

En este método de polarización las curvas obtenidas (denominadas curvas de Tafel), registran gráficamente la relación que hay entre una corriente eléctrica aplicada y el potencial del electrodo con el fin de evaluar la velocidad de corrosión (Vásquez, 2022). Los procedimientos experimentales están especificados en las normas ASTM G5 y ASTM G102, donde la primera ofrece información sobre los instrumentos y materiales utilizados en el estudio experimental, mientras que la segunda norma, en el cálculo de la velocidad de corrosión a partir de la corriente de corrosión obtenida mediante técnicas de polarización (Yang, 2020). La velocidad de corrosión, expresada en milésimas de milímetro por año (mmy), se calcula utilizando la ecuación 2.

$$\text{Velocidad de corrosión} = \frac{3.23*10^{-3}*i_{corr}EW}{\rho} \left(\frac{mm}{año} \right) \quad (2)$$

Donde, i_{corr} es la densidad de corriente en $\mu A/cm^2$, **EW** es el peso equivalente de la especie corrosiva en gramos y ρ es la densidad del material corroído en gramos/cm³.

3. Metodología

La metodología propuesta se enfoca en investigar la influencia de variables clave, como presión y temperatura, bajo un ambiente de dióxido de carbono y vapor de agua en la corrosión del acero al carbono API N-80. Con el propósito de cumplir los objetivos propuestos se realizaron las siguientes actividades.

3.1 Revisión bibliografía

Inicialmente se realizó una revisión bibliográfica por medio de diferentes bases de datos como: Google Académico, Science Direct, Springer, entre otros, donde principalmente se enfocó en encontrar información sobre métodos de recobro mejorado térmico, la influencia de las impurezas que conlleva el transporte y almacenamiento de CO₂, el efecto de las altas presiones y temperaturas en los procesos corrosivos del acero al carbono API N-80 utilizado en tuberías de extracción de petróleo, por medio de métodos gravimétricos para evaluar la velocidad de corrosión y una serie de técnicas de caracterización (SEM-EDS y DRX) para su posterior análisis.

3.2 Determinación de las condiciones de estudio

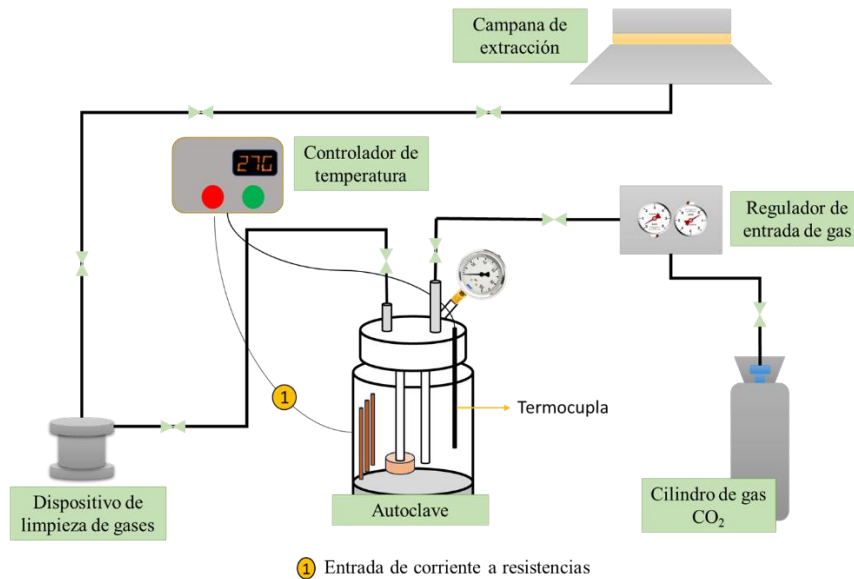
Una vez realizada adecuadamente la revisión bibliográfica, se procedió a determinar las condiciones de estudio, siendo la temperatura, la presión y el tiempo de exposición las variables más importantes al momento de evaluar la velocidad de corrosión, los cambios de masa y los productos formados en el acero al carbono API N-80. Es importante destacar que las condiciones de operación fueron representativas de un campo de estudio en Colombia.

El montaje consistió en un sistema donde se tuvo como equipo principal un autoclave, donde entrarán en contacto el ambiente de estudio y los materiales a analizar. Este, cuenta con una termocupla y un modificador de temperatura y presión que permiten el monitoreo constante de las

condiciones de estudio. La Figura 3 muestra el esquema experimental del proyecto de investigación.

Figura 3.

Esquema del montaje experimental



El ambiente se transporta por medio de un sistema de líneas que llegan directamente al reactor autoclave, donde se encuentran los cupones que se sometieron a los procesos corrosivos. Las condiciones de estudio para evaluar la corrosión del acero API N-80 se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2.

Condiciones de estudio, presión, temperatura y tiempo de exposición.

Presión (psi)	Temperatura (°F)	Tiempo de exposición (h)
800	520	1, 20, 50, 120 y 200
950	540	
1100	560	

Nota. Estas pruebas experimentales fueron realizadas en el laboratorio del Grupo de Investigación de Corrosión (GIC) ubicado en Parque Tecnológico Guatiguará.

3.3 Preparación de los cupones

La preparación de los cupones implicó inicialmente en cortarlos a unas dimensiones de 10*10*3 mm. Posteriormente, se sumergieron los cupones en acetona y se procedió con ultrasonido para eliminar cualquier recubrimiento y/o aditivo en la superficie. Finalmente, se procedió a acondicionar la superficie mediante un proceso de desbaste y pulido, conforme a las directrices establecidas en la norma ASTM G1-03, con el propósito de eliminar de manera exhaustiva cualquier impureza.

3.4 Exposición de los cupones a la atmósfera corrosiva de operación

Al estar establecidas las condiciones de trabajo, los cupones fueron sometidos a la atmósfera de operación (CO₂ y H₂O). En la tabla 3 se especifica la composición de la atmósfera que se usó para la evaluación.

Tabla 3.

Composición de la atmósfera en estudio.

Componente	Porcentaje molar [%]
CO ₂	31
H ₂ O (g)	69

3.5 Uso de la técnica de gravimetría discontinua y determinación de la velocidad de corrosión

La técnica de gravimetría discontinua consiste en evaluar los cambios de masa (pérdida/ganancia) de los metales. Los cupones fueron pesados antes y después de exponerlos a las condiciones previamente mencionadas, donde se dio la formación de productos corrosivos y por medio de estas diferencias de masa se logró la cuantificación de la velocidad de corrosión (Niño, 2019). La norma ASTM G1-03 describe cómo debe realizarse adecuadamente los procedimientos para el cálculo de la velocidad de corrosión utilizando esta técnica.

3.6 Simulación electroquímica

Con el fin de conocer la velocidad de corrosión, los productos de corrosión y la curva potenciodinámica según las condiciones de trabajo, se realizó un estudio electroquímico a través de la extrapolación de Tafel utilizando el software OLI Corrosion Analyzer.

3.7 Simulación termodinámica

Al realizar la simulación electroquímica se utilizó el software HSC Chemistry para determinar los diagramas de Pourbaix correspondientes, y con ello se realizó de manera adecuada el análisis de los productos de corrosión que se formaron a las condiciones establecidas.

3.8 Caracterización de los productos de corrosión

La caracterización de los productos de corrosión es fundamental para entender los procesos corrosivos que se formaron al estar expuestas a estos ambientes y con las técnicas de Microscopia Electrónica de Barrido (SEM-EDS) y Difracción de Rayos X (DRX) fue posible determinar sus características morfológicas y composicionales.

3.9 Caracterización metalográfica

La caracterización metalográfica se llevó a cabo con el propósito de estudiar la microestructura del acero al carbono API N-80, tanto antes como después a las condiciones de estudio. La preparación de las probetas se realizó según la norma ASTM E3-11.

3.10 Análisis de los resultados

Para el análisis de los resultados se recopiló toda la información propuesta en cada una de las actividades, junto con la discusión de los resultados, teniendo en cuenta las variables influyentes en el proceso.

3.11 Presentación final

Por último, se realizó la presentación final de los resultados obtenidos y las conclusiones del proyecto de investigación.

4. Resultados y discusión

4.1 Efecto de la temperatura, presión y tiempo de exposición en la ganancia de masa

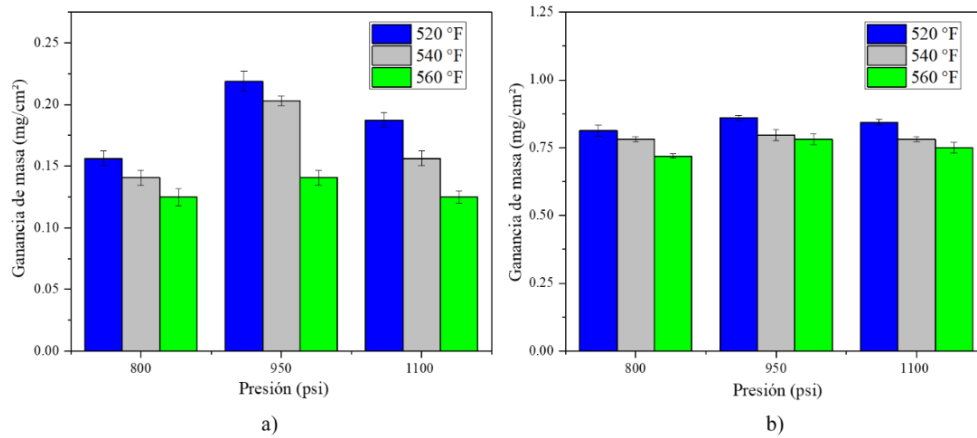
Según (Zhang *et al*, 2022), la ganancia de masa en el acero API N-80 se ve influenciada por la aparición de una película de agua debido a la condensación de gotas en entornos de alta presión y temperatura. En este apartado, se analizó la ganancia de masa del acero API N-80 en un rango de presiones de 800 psi, 950 psi, 1100 psi, junto a temperaturas de 520°F, 540°F, 560°F a diferentes tiempos de exposición de 1, 20, 50, 120 y 200 horas.

4.1.1 Efecto de la presión en la ganancia de masa del acero API N-80 en un ambiente de CO₂-vapor de agua

En las presiones analizadas, diversos autores confirman la condensación de gotas de agua sobre la superficie del acero, donde el punto crítico del CO₂ (1076 psi) desempeña un papel importante en la ganancia de masa (Zhang *et al*, 2022). A presiones de 800 psi y 950 psi se evidencia un aumento en la ganancia, sin embargo, a la presión de 1100 psi los resultados obtenidos muestran una tendencia de disminución en la ganancia de masa, como se observa en la figura 4. El comportamiento visto se refleja de la misma manera para los tiempos de exposición de 20, 120 y 200 horas como se muestra en el apéndice A y D.

Figura 4.

Efecto de la presión (800 psi, 950 psi, 1100 psi) a temperaturas constantes (520°F, 540 °F, 560°F) en la ganancia de masa del acero API N-80



Nota. Tiempo de exposición: a) 1 hora, b) 50 horas.

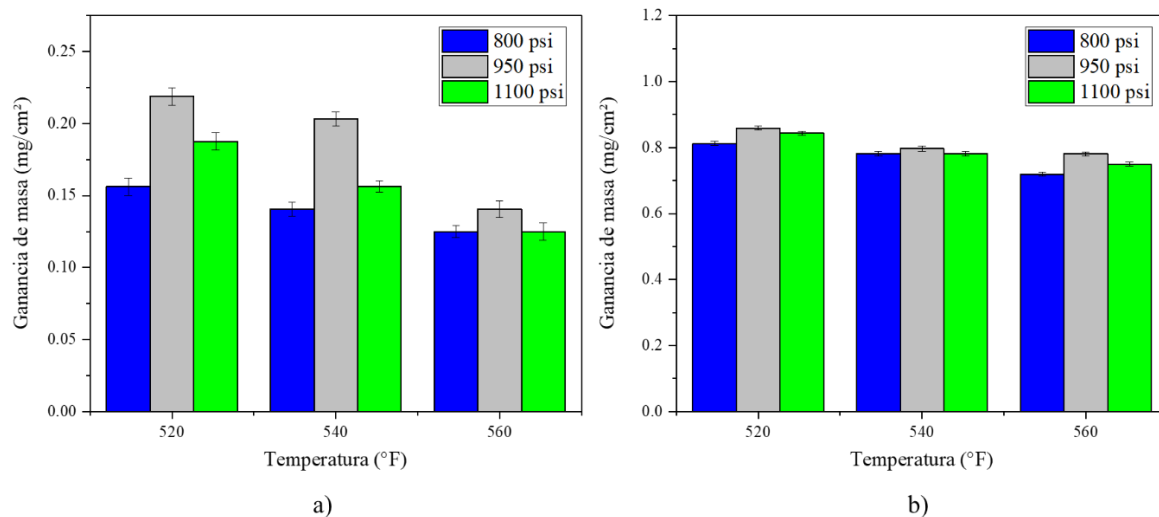
En el rango de presiones de 800 psi a 950 psi, el aumento de masa ocurre por un incremento en la fase líquida del agua que al estar en contacto con CO₂ permite la generación de ácido carbónico (H₂CO₃), lo que se comprueba en los diagramas de equilibrio encontrados en el apéndice E, aumentando la ganancia de masa por la formación de productos de corrosión. Por otro lado, el aumento de la solubilidad de CO₂ se ve influenciada al aumentar la presión a una temperatura dada, como se muestra en el apéndice I. Al acercarse a la presión crítica, es más notable la compresibilidad en el CO₂ que en el H₂O, permitiendo que más moléculas de CO₂ se disuelvan en un volumen determinado de agua, lo que influncia aún más la formación de ácido carbónico (H₂CO₃) que interactúa con la superficie del metal (Zeng et al., 2021). Finalmente, al superar el punto crítico y alcanzar los 1100 psi, el ambiente se transforma en una mezcla cuasi-homogénea, donde aumenta gradualmente la capacidad de adsorción de las moléculas de CO₂, mientras que la aglomeración de moléculas de H₂O disminuye, lo que se evidencia en una disminución de la ganancia de masa.

4.1.2 Efecto de la temperatura en la ganancia de masa del acero API N-80 en un ambiente de CO₂ -vapor de agua

El efecto de la temperatura sobre la ganancia de masa exhibe una relación inversa en comparación a la presión. Como se observa en la figura 5, a una temperatura baja (520°F), la ganancia de masa es alta y conforme se aumenta la temperatura, la ganancia de masa disminuye. Se muestra el mismo efecto de la temperatura en la ganancia de masa para tiempos de exposición de 20, 120 y 200 horas como se muestra en el apéndice B y D.

Figura 5.

Efecto de la temperatura (520°F, 540 °F, 560°F) a presiones constantes (800 psi, 950 psi, 1100 psi) en la ganancia de masa del acero API N-80.



Nota. Tiempo de exposición: a) 1 hora, b) 50 horas.

A bajas temperaturas los fenómenos de condensación de gotas de agua se acentúan más en la superficie. En contraste, a medida que la temperatura aumenta, la energía cinética de las partículas supera las fuerzas de adhesión que mantienen unidas a las moléculas de agua al metal, lo que perjudica el proceso de adsorción. Según lo anterior, al aumentar la temperatura se reduce la cantidad de la fase de agua líquida, lo que conlleva a una reducción en la película de agua

formada en la superficie del acero, disminuyendo la formación de ácido carbónico (H₂CO₃), lo que se puede respaldar a partir de los diagramas de equilibrio en el apéndice E.

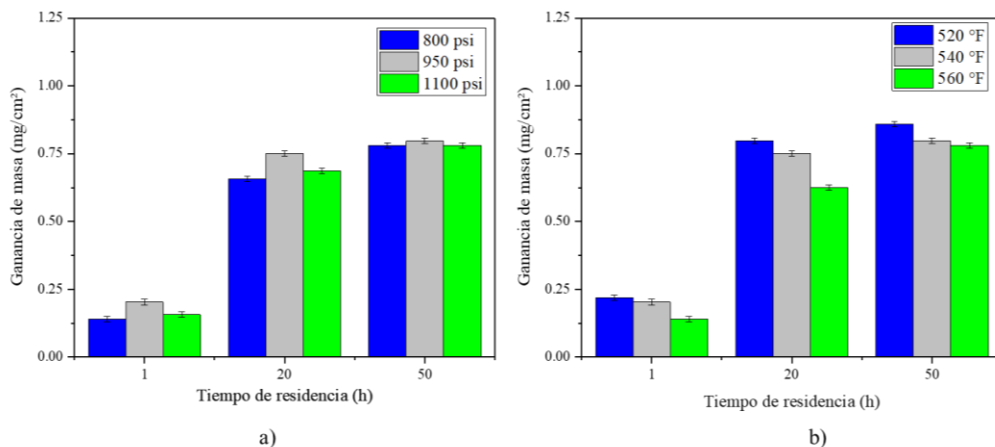
Así mismo, según los estudios realizados por Wang et al. (2021), la solubilidad en ambientes de CO₂-H₂O presenta una disminución conforme aumenta la temperatura a presiones inferiores a 4351 psi. Lo anterior se evidenció en las condiciones del ambiente estudiado a presiones específicas de 800 psi, 950 psi y 1100 psi, donde la baja solubilidad del CO₂ en el H₂O al aumentar la temperatura, reduce aún más la generación de ácido carbónico y conlleva a una menor ganancia de masa (ver apéndice I).

4.1.3 Efecto del tiempo de exposición en la ganancia de masa del acero API N-80 en ambientes de CO₂ -vapor de agua

Al analizar los resultados obtenidos bajo las variables de presión y temperatura, ocurre un incremento en la ganancia de masa al aumentar el tiempo de exposición, como se muestra en la figura 6. Lo mismo ocurre a temperaturas constantes de 520°F y 560°F, y para presiones constantes de 800 psi y 1100 psi como se observa en el apéndice C.

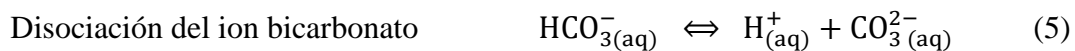
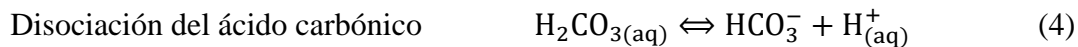
Figura 6.

Efecto del tiempo de exposición (1 hora, 20 horas, 50 horas) a diferentes presiones (800 psi, 950 psi, 1100 psi) y temperaturas (520°F, 540 °F, 560°F) en la ganancia de masa del acero API N-80.



Nota. A condiciones de a) Temperatura constante de 540 °F, b) Presión constante de 950 psi

A medida que transcurre el tiempo, el agua condensada en la superficie del metal reacciona con el CO₂, lo que permite la formación de ácido carbónico, como se muestra en las ecuaciones (3)(4)(5), disminuyendo la cantidad de agua en el sistema. Esto conlleva a un aumento en la ganancia de masa (nótese un cambio de masa significativo entre 1 y 20 horas; sin embargo, entre las 20 y 50 horas, la ganancia de masa no experimenta un incremento considerable). Por lo tanto, se evidencia que, además de los factores de condensación de agua como la temperatura y la presión, la cantidad de ganancia de masa también depende de la cantidad de agua presente en la atmósfera.



4.2 Efecto de la temperatura, presión y tiempo de exposición en la velocidad de corrosión.

Según Cui et al., (2019), la temperatura y presión influye en la precipitación de los productos de corrosión sobre la superficie del acero, donde se continua un proceso de difusión entre ambiente y metal, y dependiendo de las características de los productos de corrosión (protectora o no protectora) influirá en el comportamiento de la velocidad de corrosión. En este apartado, se analizó la velocidad de corrosión del acero API N-80 en un rango de presiones de 800 psi, 950 psi, 1100 psi, junto a temperaturas de 520°F, 540°F, 560°F a diferentes tiempos de exposición de 1, 20, 50, 120 y 200 horas.

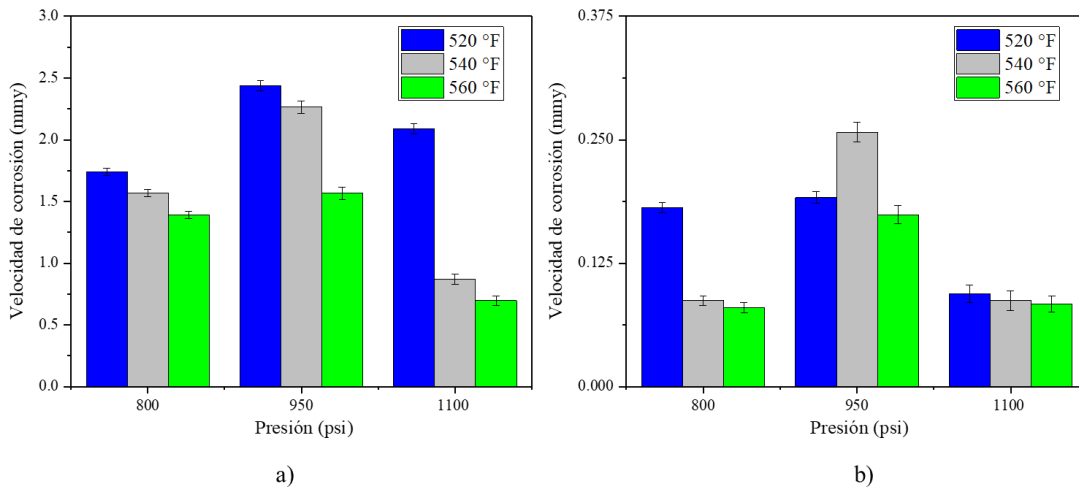
4.2.1 Efecto de la presión en la velocidad de corrosión del acero API N80 en ambientes de CO₂-vapor de agua

Al aumentar la presión hay un incremento en la velocidad de corrosión, sin embargo, al alcanzar la presión de 1100 psi, se observa una disminución en los procesos corrosivos, donde supera el punto crítico del CO₂ (1070 psi), como se observa en la figura 7 (nótese que lo mismo

ocurre al evaluar el efecto de la presión en la ganancia de masa). Lo mismo se observa para las condiciones de 20, 120 y 200 horas en el apéndice F y H.

Figura 7.

Efecto de la presión (800 psi, 950 psi, 1100 psi) a temperaturas constantes (520°F, 540 °F, 560°F) en la velocidad de corrosión del acero API N-80



Nota. Tiempo de exposición: a) 1 hora, b) 50 horas.

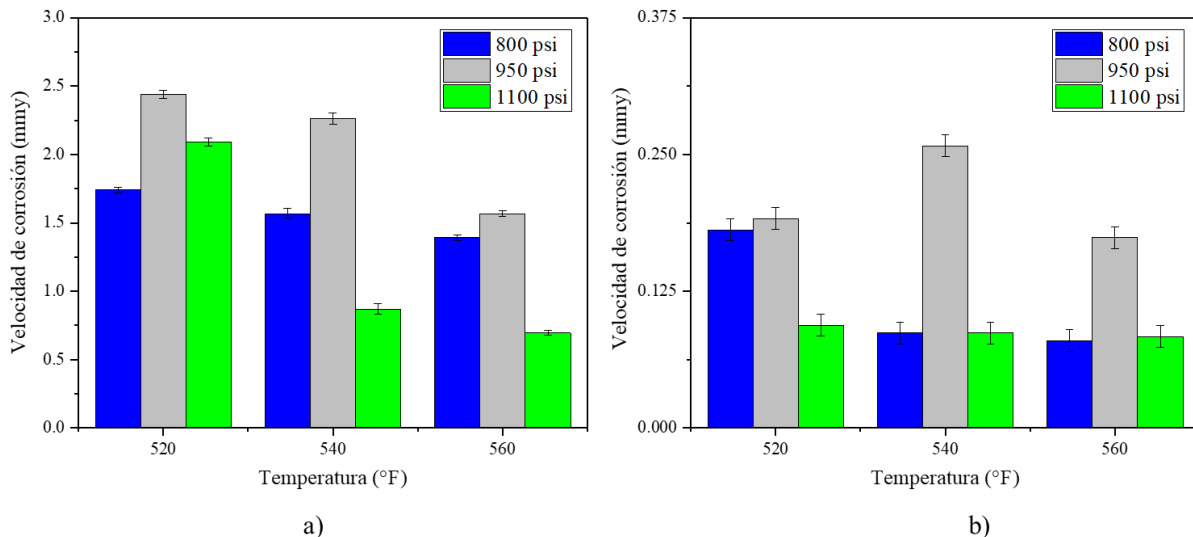
Se entiende que mayores a presiones en el sistema CO₂-H₂O, la solubilidad del CO₂ en agua tiende a aumentar (ver apéndice I), con esto, la producción de ácido carbónico (H₂CO₃) se ve aumentada. Por tanto, la disociación del ácido carbónico (H₂CO₃) da paso a la formación del H₂CO₃⁻ y en posteriores reacciones a CO₃²⁻, lo que permite una mayor liberación de iones de hidrogeno, los cuales, disminuyen el pH de la solución, incentivando los procesos corrosivos. Sin embargo, se evidencia que, a partir de presiones de 950 psi, la formación de productos de corrosión en el ambiente descrito anteriormente es más protectora, esto se observa en el SEM (sección 4.3.3) con una morfología densa y compacta, junto con un aumento de la proporción del tetraóxido de hierro (Fe₃O₄) y trióxido de hierro (Fe₂O₃) mostrado en el análisis de difracción de rayos X (DRX) (sección 4.3.2), lo que ayuda a reducir los procesos corrosivos.

4.2.2 Efecto de la temperatura en la velocidad de corrosión del acero API N80 en ambientes de CO₂ - vapor de agua

La temperatura tiene un efecto contrario en los procesos corrosivos en comparación a la presión, a medida que aumenta la temperatura hay una disminución en la velocidad de corrosión, como se observa en la figura 8. En las condiciones de 20, 120 y 200 horas ocurre el mismo comportamiento según se registró en los apéndices G y H.

Figura 8.

Efecto de la temperatura (520°F, 540 °F, 560°F) a presiones constantes (800 psi, 950 psi, 1100 psi) en la velocidad de corrosión del acero API N-80.



Nota. Tiempo de exposición: a) 1 hora, b) 50 horas.

Al aumentar la temperatura, las capas de productos de corrosión se vuelven más compactas, densas y adherentes, lo que resulta en la nucleación y crecimiento de precipitados más protectores en la superficie del acero que disminuyen la velocidad de corrosión. Así mismo, las relaciones de Fe₃O₄/FeCO₃ y Fe₃O₄/Fe₂O₃ aumentan en función de la temperatura, mostrado en los diagramas de equilibrio (ver apéndice L), donde diversas investigaciones respaldan que el compuesto Fe₃O₄ resulta más eficaz en reducir la corrosión general y localizada en comparación con otros productos de corrosión.

4.2.3 Correlación de la presión y la temperatura sobre la velocidad de corrosión del acero API N80 en ambientes de CO₂ -vapor de agua

En la tabla 4, se compara la influencia de la presión y la temperatura en un ambiente de N₂-CO₂- H₂O bajo las mismas condiciones, se observa una tendencia similar, en la cual las mayores ganancias y velocidades de corrosión se encontraron a una presión de 950 psi, cerca del punto crítico, independiente del tiempo de exposición. Así mismo, es evidente que el efecto de la temperatura es más pronunciado en el aumento de la ganancia de masa y la velocidad de corrosión cuando se sitúa en el rango de 520 a 540 °F.

Tabla 4.

Comparación de la ganancia de masa y velocidad de corrosión entre los ambientes de CO₂-N₂-H₂O (Aceros & Cardenas 2021) y CO₂-H₂O

Ambiente	Ganancia [mg/cm ²]	Condiciones	Velocidad [mm/y]	Condiciones
CO ₂ -N ₂ -H ₂ O	2.1562	520°F-950 psi a 120 h	3.6569	520°F-950 psi a 1 h
CO ₂ -H ₂ O	1.5625	540°F-950 psi a 200 h	2.4380	520°F-950 psi a 1 h

En este sentido, se analiza de forma cuantitativa la influencia de la temperatura y la presión de CO₂-H₂O en relación con la velocidad de corrosión mediante el índice de factor de corrosión (φ_i) definido en la ecuación 6:

$$\varphi_i = \frac{V_{i,\max}}{V_{T\max} + V_{P\max}} \quad (6)$$

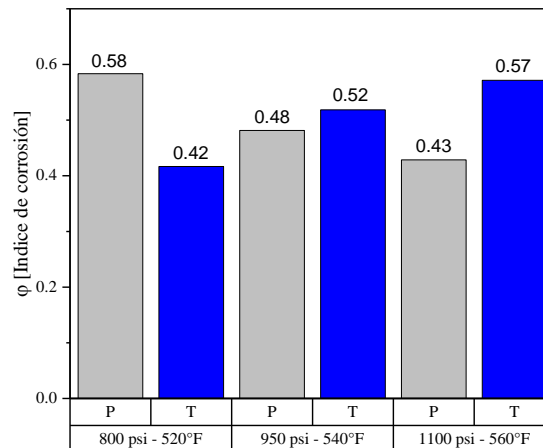
Donde, $V_{i,\max}$ es la velocidad máxima de la variable a analizar, $V_{T\max}$ es la velocidad de corrosión máxima a diferentes temperaturas, $V_{P\max}$ es la velocidad de corrosión máxima a diferentes presiones.

En la figura 9, se muestra el índice del factor de corrosión del acero API N-80 a condiciones de 800 psi-520°F, 950 psi-540°F y 1100 psi-560°F en un tiempo de exposición de 50 horas. Se

deduce que en condiciones de 800 psi-520 °F, la presión es el principal factor de control. No obstante, a 950 psi-540 °F, así como a 1100 psi- 560 °F, la temperatura ejerce una mayor influencia. Por lo tanto, se evidencia que, en condiciones cercanas al punto crítico, la temperatura se establece como el factor principal de control. Estos hallazgos tienen un impacto significativo en la selección de materiales para la construcción de tuberías en estas condiciones operativas.

Figura 9.

Índice de factor de corrosión en un ambiente de CO₂-vapor de agua a diferentes condiciones a 50 horas de exposición.



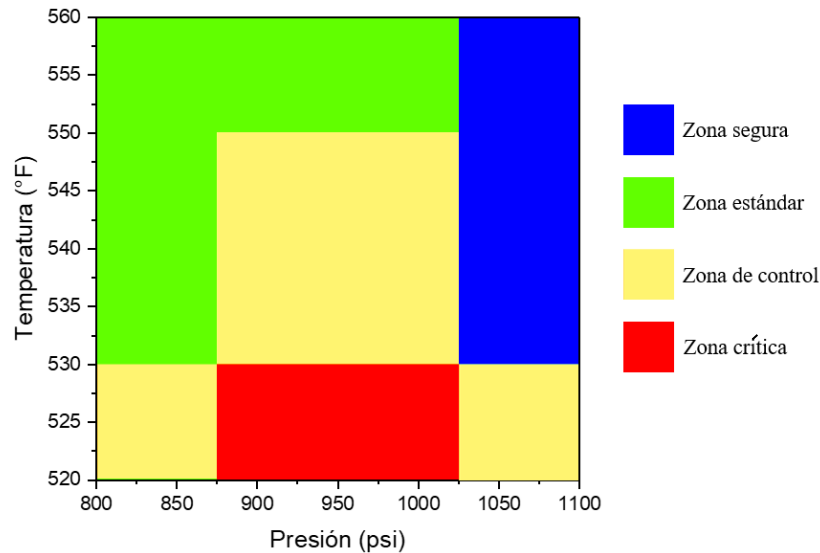
Nota. Se observa resultados similares para tiempos de 1 y 20 horas, como se observa en el apéndice N.

Siguiendo con el contexto anterior, mediante la aplicación de la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI), se ha definido una ventana operativa basada en los datos experimentales. El propósito de esta ventana operativa es establecer límites seguros para el funcionamiento y detectar rangos críticos que podrían comprometer la integridad de la tubería. En la figura 10, se pueden observar zonas seguras, estándar, de control y críticas que representan una progresión de menor a mayor afectación a la integridad.

En cuanto a los rangos específicos, se establece la zona segura en un intervalo de presión de 1025 psi a 1100 psi, con una temperatura entre 530°F y 560°F. Por otro lado, en el caso de la zona crítica, el rango abarca desde 875 psi hasta 1025 psi, con temperaturas de 520°F a 530°F.

Figura 10.

Ventana operativa de integridad (IOW).



Las ventanas operativas de integridad están estrechamente relacionadas con la seguridad y la duración de la vida útil de los activos. Por lo tanto, la norma ASME B-31.4, utilizada en el transporte de hidrocarburos y diversos gases, en particular el CO₂, establece el espesor mínimo de la tubería requerido para su operación, mostrada en la ecuación 7. Así mismo, este espesor mínimo se correlaciona con la velocidad de corrosión encontrada en los datos experimentales, lo que permite determinar la vida segura de operación de la tubería.

$$t_i = \frac{P_i D}{2S} \quad (7)$$

Donde, **P_i** es la presión de trabajo en psi, **D** es el diámetro exterior de la tubería en in, **S** el valor de tensión admisible aplicable en psi.

En la tabla 5, se muestran el tiempo de vida segura para los diferentes rangos o zonas de la ventana operativa, los cálculos y parámetros utilizados se detallan en el apéndice J. Por último, es evidente la importancia de mantener un control operativo de las variables de presión y temperatura

para minimizar la corrosión, con el propósito de prolongar la vida útil de la tubería fabricada con el acero API N-80.

Tabla 5.

Tiempo de vida útil para las regiones de la ventana operativa

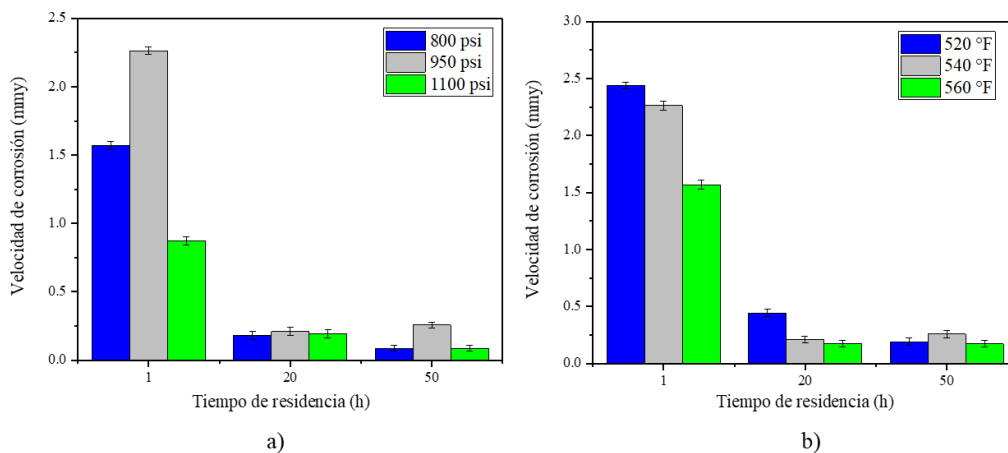
Zonas	Tiempo de vida segura (años)
Zona segura	56.46
Zona estándar	50.45
Zona de control	26.15
Zona crítica	19.50

4.2.4 Efecto del tiempo de exposición en la velocidad de corrosión del acero API N-80 en ambientes de CO₂ -vapor de agua

Al observar la figura 11, en las condiciones de presión de 950 psi y temperatura de 540°F, se evidencia una disminución en la velocidad de corrosión a medida que aumenta el tiempo de exposición. Lo mismo ocurre a temperaturas constantes de 520°F y 560°F, y presiones constantes de 800 psi y 1100 psi como se observa en el apéndice C.

Figura 11.

Efecto del tiempo de exposición (1 hora, 20 horas, 50 horas) a diferentes presiones (800 psi, 950 psi, 1100 psi) y temperaturas (520°F, 540 °F, 560°F) en la velocidad del acero API N-80



Nota. A condiciones de a) Temperatura constante de 540 °F, b) Presión constante de 950 psi

La reducción en la velocidad de corrosión con el paso del tiempo se debe a la gradual acumulación de productos de corrosión en la superficie del acero, formando una capa protectora que podría retardar la corrosión del acero. Además, a medida que progresa el proceso de corrosión, las sustancias corrosivas se consumen gradualmente, lo que también conlleva a una disminución en la velocidad de corrosión a lo largo del período de exposición.

4.2.5 Comportamiento electroquímico mediante el software OLI Corrosion Analyzer

Se realizó el análisis electroquímico bajo las condiciones de 800 psi-520°F, 950 psi-540°F y 1100 psi-560°F en el software OLI corrosión Analyzer. La falta de una fase acuosa impide el cálculo de la velocidad de corrosión, por tanto, el software simuló hasta la cantidad de mínima de electrólito para mantener una conductividad en las condiciones establecidas, con el fin de obtener los valores de velocidad de corrosión, los cuales se muestran en la tabla 6.

Tabla 6.

Velocidad de corrosión calculada por medio del software OLI corrosion analyzer con variables corregidas.

Variable constante:	Variable ajustada:	Variable corregida:	Conductividad eléctrica específica mínima (μS/cm)	Calidad de mezcla en fase gaseosa mínima (%)	Velocidad de corrosión (mmy)
800 psi	520°F	469 °F	67.5698	99.13107043	0.0392655
950 psi	540°F	485 °F	67.7971	99.13161239	0.0341891
1100 psi	560 °F	500 °F	67.2045	99.16326063	0.0306382
520 °F	800 psi	1351 psi	67.463	99.75023362	0.0273028
540 °F	950 psi	1660 psi	67.8339	99.7486226	0.0248988
560 °F	1100 psi	2053 psi	67.4123	99.80375221	0.0231182

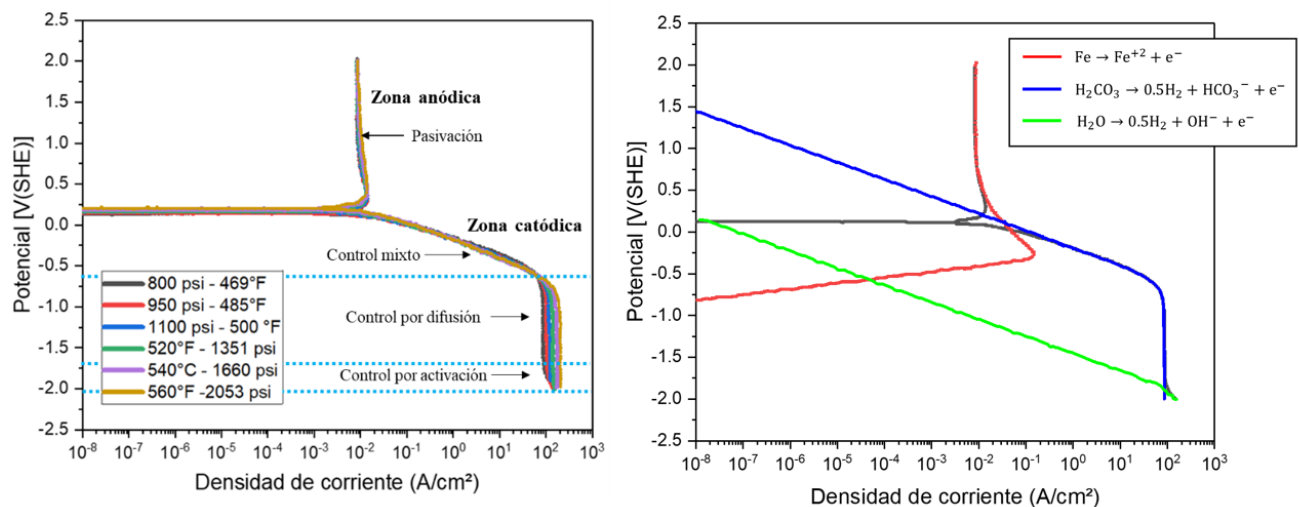
Se estableció una variable constante y se introdujo la variable ajustada. Sin embargo, debido a las condiciones del simulador, se generó la variable corregida para obtener los valores de velocidad de corrosión. Para la existencia de la fase acuosa, cuando se mantiene la presión se observa una temperatura menor a la ajustada. Así mismo, la presión corregida está por encima de

la variable ajustada, cuyo comportamiento se puede observar en los diagramas de equilibrio en el apéndice E.

En la figura 12, se pueden identificar las curvas potenciodinámicas correspondientes a las condiciones descritas en la tabla anterior. Se puede notar que las zonas catódicas y anódicas exhiben un comportamiento similar en las distintas condiciones presentadas. La *zona anódica* se caracteriza por una línea continua que representa la pasivación del acero, durante la cual el hierro se disuelve, formando una capa inicial de óxido cuyo espesor aumenta conforme se incrementa el potencial electroquímico. Por otro lado, la *zona catódica* está influenciada por los mecanismos de difusión y activación. El mecanismo de difusión está relacionado con la reacción del ácido carbónico, que a medida que reacciona, disminuye su concentración, lo que provoca la difusión hacia la superficie del metal. Por último, el mecanismo de activación se origina debido a la formación y desarrollo de hidrógeno en la superficie del cátodo.

Figura 12.

Curvas potenciodinamica simuladas por OLI corrosion analyzer.



Además de los datos de velocidad de corrosión proporcionados por el OLI Analyzer, también se proporcionaron mediciones de pH y valores de E_{corr} . Estos datos se extrapolaron a las

condiciones estudiadas en los diagramas de Pourbaix, y en todos los casos se confirmó que el Fe₂O₃ es el responsable de la pasivación del acero, como se evidencia en los diagramas de Pourbaix en el apéndice K.

4.3 Caracterización del acero API N-80 expuesto a un ambiente de CO₂-vapor de agua

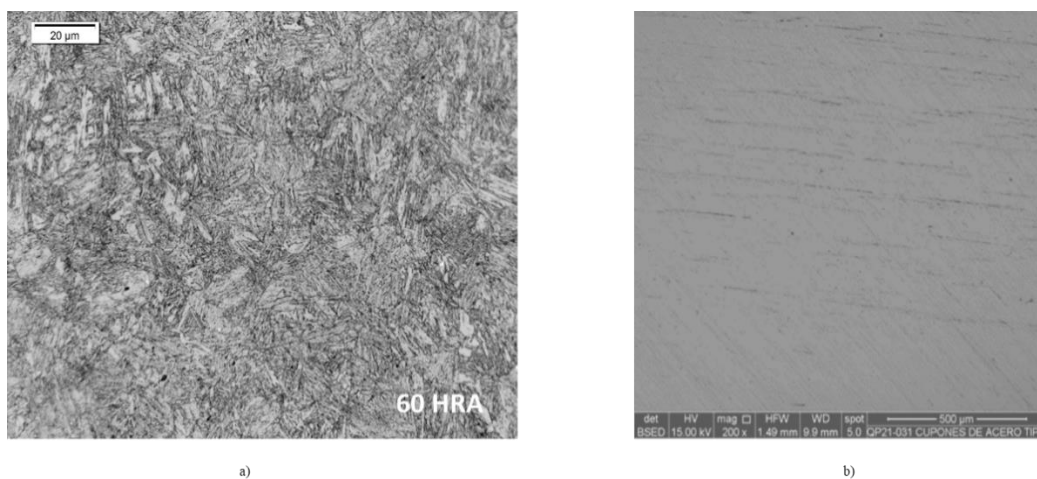
Los productos de corrosión formados en las condiciones de 800 psi-520 °F, 950 psi -540°F y 1100 psi- 560 °F en un tiempo de exposición de 200 horas, fueron caracterizados mediante las técnicas de Microscopía Electrónica de Barrido (SEM) y Difracción de Rayos X (DRX). Además, se analizó la variación de la microestructura del acero en cada condición a través Microscopía Óptica.

4.3.1 Comportamiento de la microestructura del acero API-N80

Dentro de los dos tipos de aceros API N-80, el acero utilizado se clasifica como tipo Q debido a su proceso de templado y revenido, como se muestra en la figura 13. Así mismo, no se aprecia ningún historial termo-mecánico, dado a que son eliminados por los tratamientos térmicos efectuados.

Figura 13.

Microestructura del acero API N-80 en estado de suministro.

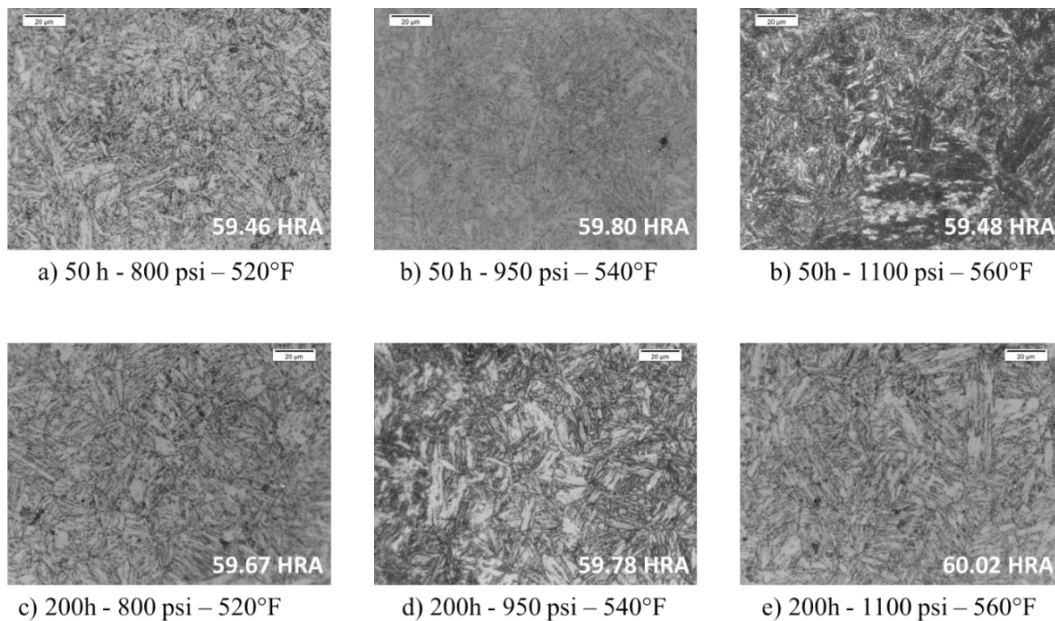


Nota. a) Microscopía óptica a 1000X. b) SEM Zona superficial a 200X

La microestructura presentada corresponde a martensita revenida, compuesta por diminutas partículas de cementita incorporadas en una matriz ferrítica homogénea y bien distribuida, con precipitación de carburos sobre la matriz. El valor de dureza en estado de suministro corresponde a 60 HRA. Por otro lado, en la figura 14 se analiza el efecto de la temperatura en las condiciones de operación con tiempos de exposición de 50 y 200 horas.

Figura 14.

Microestructura del acero API N-80 expuesto en ambiente de CO₂-vapor de agua a condiciones de 800 psi -520 °F, 950 psi-540°F y 1100psi-560°F.



Nota. Todas las micrografías se encuentran a 1000X.

Bajo las condiciones de operación, se observa una leve variación entre las microestructuras a lo largo de los tiempos de exposición, lo cual se ve reflejado en un mantenimiento de la dureza de 60 HRA. Esto se debe a que, al tener un tratamiento de revenido previo, efectuado en un rango de temperatura entre 900°F-1100°F, las condiciones de operación no superan la temperatura de revenido (ver apéndice M). Por tanto, la velocidad de difusión de las partículas es muy baja, lo que

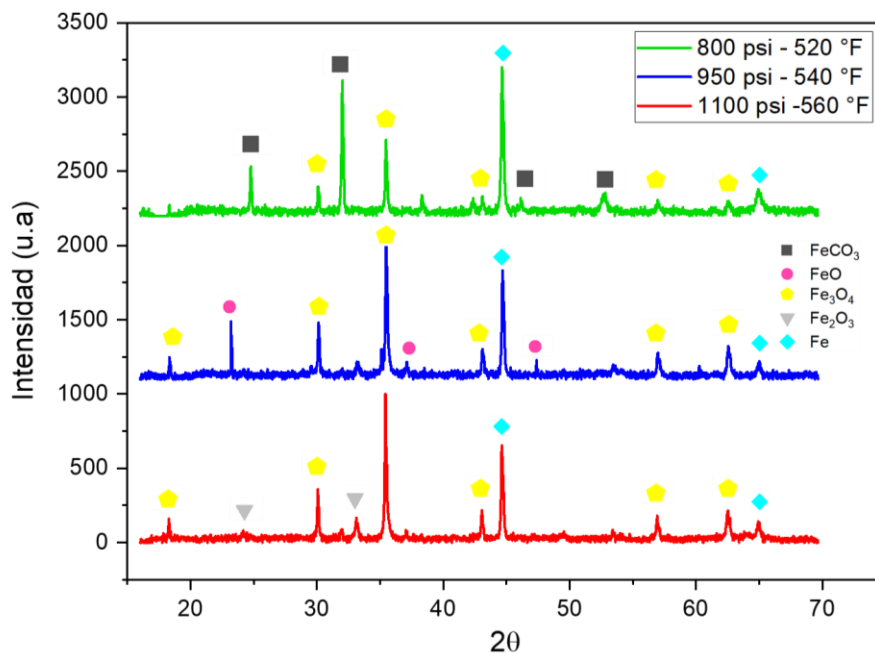
impide un mayor ordenamiento de la microestructura, limitando la formación de nuevas fases que modifiquen las propiedades mecánicas del acero.

4.3.2 Difracción de rayos X

Los resultados obtenidos por las pruebas DRX se analizaron a través del software DriffraEva con licencia actualizada, otorgada por el laboratorio de Rayos X, ubicado en la sede UIS Guatiguará. Los picos de difracción detectados se asignan a los productos de corrosión de trióxido de hierro (Fe₂O₃), tetraóxido de hierro (Fe₃O₄), óxido de hierro (FeO), carbonato de hierro (FeCO₃) y hierro (Fe- α), como se observa en la figura 15. Se registró la presencia de tetraóxido de hierro (Fe₃O₄) y trióxido de hierro (Fe₂O₃) en todas las condiciones.

Figura 15.

Difracción de rayos X (DRX) del acero API N-80 expuesto a condiciones de operación en un tiempo de 200 horas.



Al comparar el porcentaje en peso de los productos de corrosión obtenidos de DRX en ambientes de CO₂-H₂O y CO-H₂O- N₂ expuestos en la tabla 7, junto con los productos encontrados

en los de los diagramas de equilibrio mediante el software HSC Chemistry (ver apéndice L), se evidencia que el principal producto de corrosión encontrado es el tetraóxido de hierro (Fe₃O₄). Sin embargo, en el ambiente de CO₂-H₂O a condiciones de 800 psi-520°F aparece el carbonato de hierro (FeCO₃). También, se evidencia la ausencia carbonato de manganeso (MnCO₃) en las condiciones evaluadas, caso contrario ocurre en el ambiente de CO-H₂O- N₂.

Tabla 7.

Comparación de los porcentajes en peso de los productos de corrosión en ambientes de CO₂-H₂O y CO₂-H₂O-N₂.

Productos de corrosión	%Peso					
	CO ₂ -H ₂ O	CO ₂ -H ₂ O-N ₂	CO ₂ -H ₂ O	CO ₂ -H ₂ O-N ₂	CO ₂ -H ₂ O	CO ₂ -H ₂ O-N ₂
	800 psi - 520 °F		950 psi - 540 °F		1100 psi - 560 °F	
Fe ₃ O ₄	53.3	68.0	69.0	30.0	65.2	67.0
Fe ₂ O ₃	-----	18.0	-----	19.0	13.5	7.0
MnCO ₃	-----	-----	-----	14.0	-----	-----
FeO	-----	-----	7.1	10.0	-----	-----
FeCO ₃	35.5	-----	-----	-----	-----	-----
Fe	21.2	22.0	23.9	-----	21.3	26.0
Fe ₃ C	-----	-----	-----	27.0	-----	-----

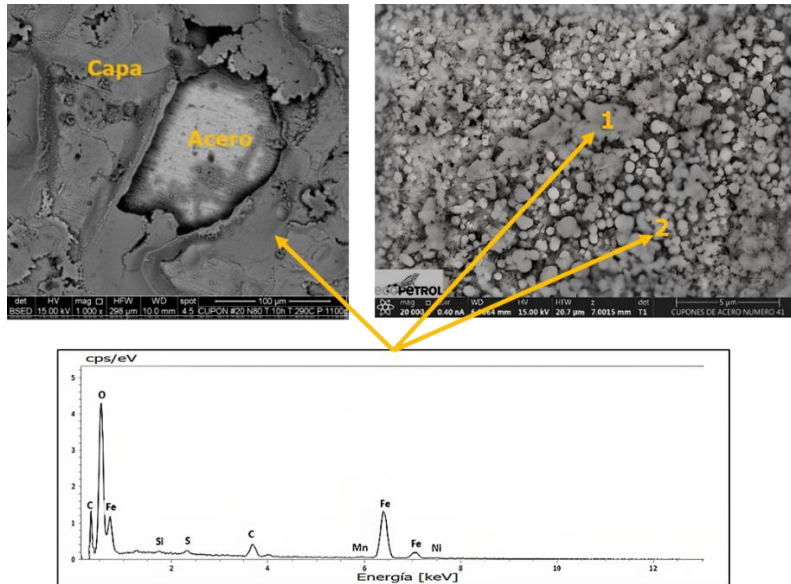
4.3.3 Morfología de los productos de corrosión del acero API N-80

Los resultados del SEM-EDS fueron obtenidos mediante el microscopio electrónico Scios2, equipado con un sistema de rayos X por energía dispersa de la marca Bruker. El instrumento se operó en modo de alto vacío y se encuentra ubicado en los laboratorios del Instituto Colombiano de Petróleo (ICP). A condiciones de 800 psi-520°F, el espesor de la película de corrosión fue inferior a 6.58 μm. En la superficie, se logran observar cristales relativamente pequeños y porosidades en la película de corrosión. Además, el crecimiento de los productos de corrosión puede generar tensiones internas, lo que eventualmente conduce a la fractura de las capas

protectoras. Este fenómeno se evidencia al tener áreas donde la superficie metálica se expone, como se ilustra en la figura 16.

Figura 16.

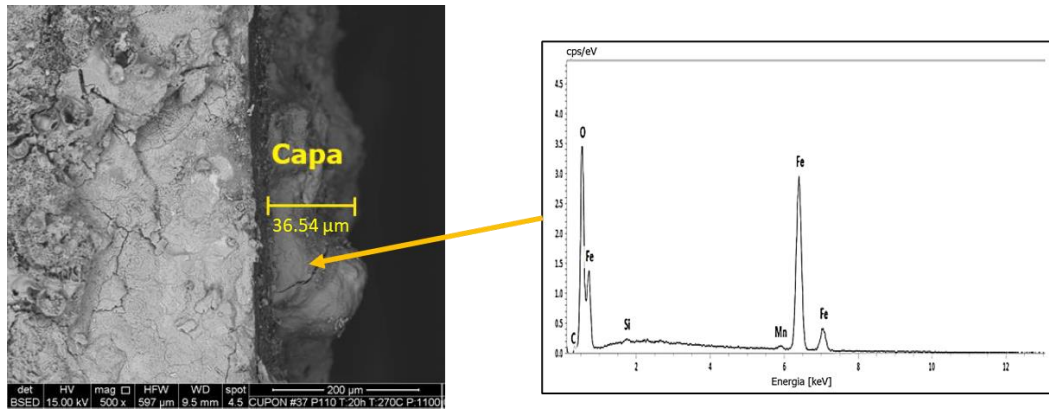
SEM-EDS del acero API N-80 a condiciones de 800 psi-520°F a 200 horas.



Se evidencia mediante el espectro de EDS que los elementos más predominantes en la microestructura analizada son Fe, C y O, lo cual confirma la presencia de FeCO₃, tal como se verifica con los resultados de DRX. Por otro lado, en la figura 17, a condiciones de 950 psi-540°F, la película de corrosión formada presenta porosidades y grietas a lo largo de su espesor. En este caso, hay una mayor presencia de Fe y O, lo que sugiere la formación de óxidos como el trióxido de hierro (Fe₂O₃) y el tetraóxido de hierro (Fe₃O₄).

Figura 17.

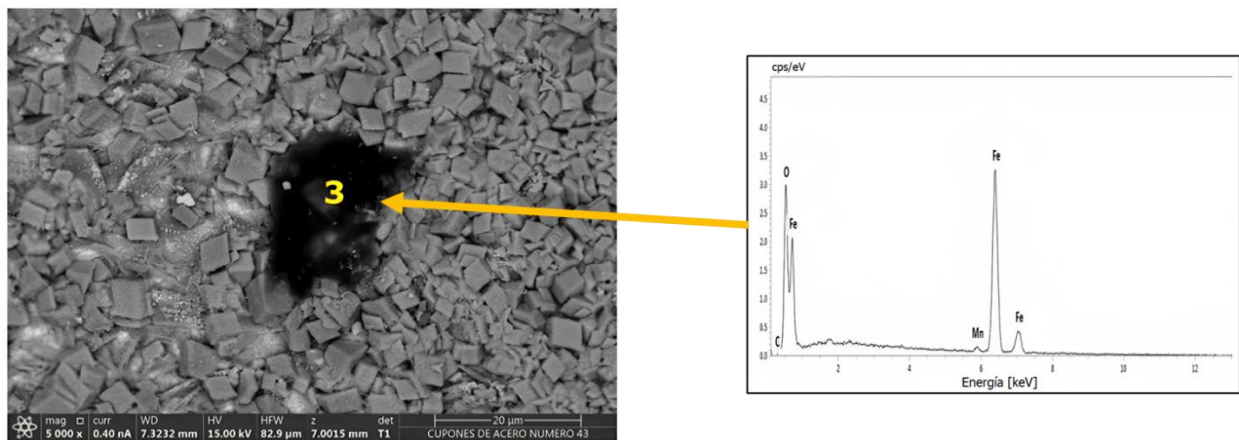
SEM-EDS del acero API N-80 a condiciones de 950 psi-540°F a 200 horas.



En la figura 18, a condiciones de 1100 psi - 560 °F, se observa que los espacios entre los cristales se redujeron y la estructura de la película de corrosión se volvió más densa. Así mismo, hay una mayor adherencia y baja porosidad, dando lugar a una capa más protectora en la condición estudiada. Por otro lado, se estima que la presencia de inclusiones sobre la matriz del metal pudiese estar actuando como sitios anódicos favoreciendo la iniciación y crecimiento de picaduras.

Figura 18.

SEM-EDS del acero API N-80 a condiciones de 1100 psi-560°F a 200 horas.



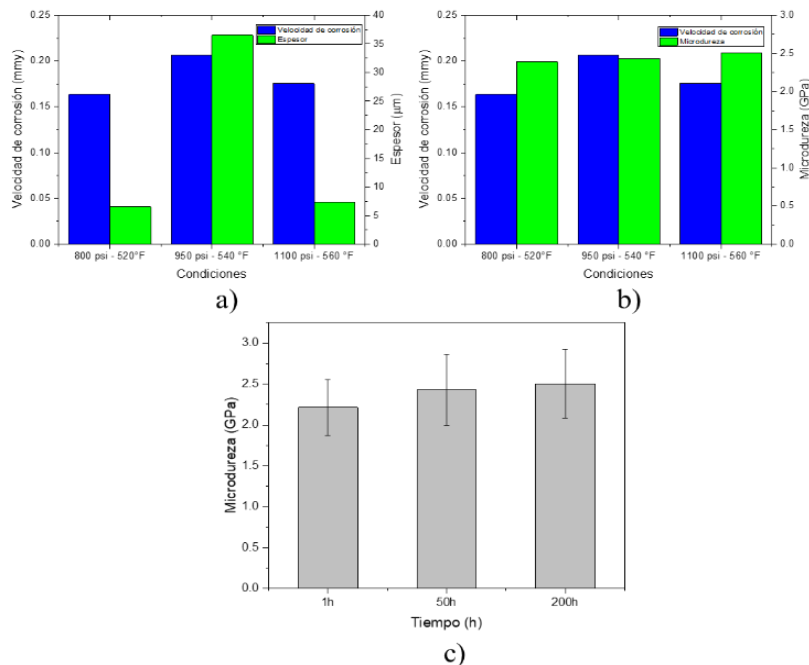
En la figura 19, se establece una correlación de la velocidad de corrosión entre el espesor de las películas observadas en el SEM en cada condición junto con la medición de microdureza

efectuado a escala Knoop. En condiciones de 950 psi-540 °F, la velocidad de corrosión se acentúa, lo que resulta en un aumento en el espesor de la película, como también se evidencia en un aumento de la ganancia de masa. Sin embargo, la capa formada en estas condiciones no es necesariamente menos protectora que las formadas a 800 psi-520°F y 1100 psi-560°F. Esto indica que el entorno en la condición de 950 psi-540 °F se comporta de una manera más agresiva, lo que significa que los defectos en la película de corrosión tendrán un mayor impacto en la velocidad de corrosión en comparación con las otras condiciones.

En relación con esto, diversos autores como Bacca et al., (2022), Takeda et al., (2009) afirman que la presencia de porosidades, grietas y otros defectos, contribuye a una reducción de la microdureza, disminuyendo así la capacidad protectora de la película en entornos corrosivos. En este sentido, se observa que el efecto el tiempo de exposición favorece una mayor precipitación de productos de corrosión sobre la superficie, generando una capa más densa y compacta, lo que, a su vez, disminuye la velocidad de corrosión y aumenta el valor de dureza.

Figura 19.

Relación de la velocidad de corrosión, espesor, microdureza y el tiempo de exposición.



Nota. a)-b): Tiempo de exposición 50 horas. c): Para una presión de 1100 psi y temperatura de 560°F.

5. Conclusiones

En la presente investigación, se evaluó el comportamiento de la corrosión del acero al carbono API N-80 en un entorno de CO₂ - vapor de agua, en condiciones reales de operación a escala de laboratorio. Se obtuvieron valores de ganancia de masa y velocidad de corrosión mediante técnicas gravimétricas, además de la caracterización de los productos de corrosión formados por la interacción con el entorno. Asimismo, se realizó un análisis de su comportamiento desde el punto de vista electroquímico, utilizando curvas potenciodinámicas simuladas y diagramas de Pourbaix.

La ganancia de masa y la velocidad de corrosión del acero en un entorno de CO₂ - vapor de agua están influenciadas por las variables de presión y temperatura. A presiones cercanas al punto crítico (1076 psi) y bajas temperaturas, se intensifica la condensación de gotas de agua en la superficie del acero, lo que facilita su reacción con el CO₂, resultando una mayor formación de ácido carbónico (H₂CO₃). Esta interacción con el acero genera un aumento en la ganancia de masa y la velocidad de corrosión. Por otra parte, al operar a altas temperaturas, las fuerzas de adhesión entre las moléculas de agua y el metal disminuyen, así como la disminución en la solubilidad de CO₂ en agua, lo que provoca la reducción en la condensación de agua y una disminución en la variación de la masa y velocidad de corrosión.

Las pruebas realizadas por difracción de rayos X (DRX) revelaron la presencia de varios productos de corrosión, que incluyen el trióxido de hierro (Fe₂O₃), el tetraóxido de hierro (Fe₃O₄), el óxido de hierro (FeO), el carbonato de hierro (FeCO₃) y el hierro libre (Fe- α). Estos resultados se compararon con los productos de corrosión encontrados en el entorno de CO₂-H₂O-N₂, donde el tetraóxido de hierro (Fe₃O₄) se presentó en mayor cantidad en todas las condiciones estudiadas. Por medio del SEM, en condiciones de 950 psi -540 °F, se observó el mayor espesor de la película

de corrosión, alcanzando los 35.54 μm , lo cual se atribuyó a una mayor producción de ácido carbónico. Se observaron cambios en la morfología de la película de corrosión al aumentar la temperatura, dando como resultado una película más densa y compacta. Estos cambios se manifestaron en la microestructura y en los valores de microdureza.

La microestructura del acero API N-80 se mantiene relativamente constante a temperaturas por debajo de 1110 °F, lo que asegura la disminución de los procesos difusivos que podrían alterar las fases del acero y provocar cambios en sus propiedades mecánicas. Esto se atribuye a los tratamientos térmicos previos, en particular, al proceso de revenido, que se lleva a cabo a esa temperatura específica.

El comportamiento electroquímico mostrado en las condiciones estudiadas se plasmó en curvas de Tafel. En la zona anódica hay una pasivación correspondiente al trióxido de hierro (Fe₂O₃), confirmado por el diagrama Pourbaix por los valores de pH y E_{corr} proporcionado por el software OLI analyzer corrosión. En cambio, para la zona catódica hay un comportamiento mixto, donde hay procesos de difusión y activación, los cuales están controlados por la reacción del ácido carbónico y la evolución del hidrógeno respectivamente.

La investigación aplicada en el área de evaluación de la corrosión en el acero al carbono API N-80 bajo un ambiente de dióxido de carbono-vapor de agua es fundamental para avanzar en la tecnología en el país. Esta investigación contribuye a las políticas de descarbonización y objetivos de desarrollo sostenible al enfocarse en operaciones sostenibles. Además, permite comprender los efectos generados por el ambiente CO₂-vapor de agua en tuberías de acero API N-80, lo que a su vez facilita el desarrollo de estrategias de mitigación y control, proponiendo regiones de operación seguras y estándar, que reducen el impacto corrosivo en la tubería.

6. Recomendaciones

- Comparar el impacto de las diferentes impurezas que se encuentran en el transporte de CO₂ utilizado en el recobro mejorado a las condiciones de operación estudiadas, con el propósito de identificar su efecto en la integridad del acero API N-80. Esto permitirá identificar oportunidades para la mitigación a través de inhibidores o medidas de protección, con el objetivo de garantizar una mayor vida útil de la tubería.
- Evaluar el efecto de la velocidad de inyección de CO₂ sobre la velocidad de corrosión del acero API N-80 en las condiciones estudiadas de operación del yacimiento, que, combinados con los valores previamente estudiados de presión y temperatura, permitirá recopilar una base de datos importante. Esta información se podrá utilizar para generar una carta de navegación, que, en función de requisitos específicos, ya sea relacionados con la presión, la temperatura o la velocidad de inyección, recomendará los parámetros de operación que minimicen el impacto de los fenómenos corrosivos en las tuberías de acero API N-80.

Referencias

- Bacca, K. R. G., Lopes, N. F., Batista, G. dos S., dos Santos, C. A., & Costa, E. M. da. (2022). Electrochemical, mechanical, and tribological properties of corrosion product scales formed on X65 steel under CO₂ supercritical pressure environments. *Surface and Coatings Technology*, 446. <https://doi.org/10.1016/j.surfcoat.2022.128789>
- Cui, G., Yang, Z., Liu, J., & Li, Z. (2019a). A comprehensive review of metal corrosion in a supercritical CO₂ environment. In *International Journal of Greenhouse Gas Control* (Vol. 90). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102814>
- Cui, G., Yang, Z., Liu, J., & Li, Z. (2019b). A comprehensive review of metal corrosion in a supercritical CO₂ environment. In *International Journal of Greenhouse Gas Control* (Vol. 90). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102814>
- Elkamel, L. S., & Sedaei, B. (2022). Optimization of Cyclic Steam Stimulation in Heavy Oil Naturally Fractured Reservoirs. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 47(9), 11623–11633. <https://doi.org/10.1007/s13369-021-06399-5>
- Hu, X., Fayang, S. H., & Huang, J. S. (n.d.). *Springer Mineralogy Physics of Petroleum Reservoirs*. <http://www.springer.com/series/13488>
- Li, M., Liu, Z., Zhao, Y., Zhou, Y., Huang, P., Li, X., Li, P., Wang, X., & Zhang, D. (2019). Effects of corrosion defect and tensile load on injection pipe burst in CO₂ flooding. *Journal of Hazardous Materials*, 366, 65–77. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2018.11.089>
- Lieth, H. M., Al-Sabur, R., Jassim, R. J., & Alsahlani, A. (2021). Enhancement of corrosion resistance and mechanical properties of API 5L X60 steel by heat treatments in different environments. *Journal of Engineering Research (Kuwait)*, 9(4 B), 428–440. <https://doi.org/10.36909/jer.14591>

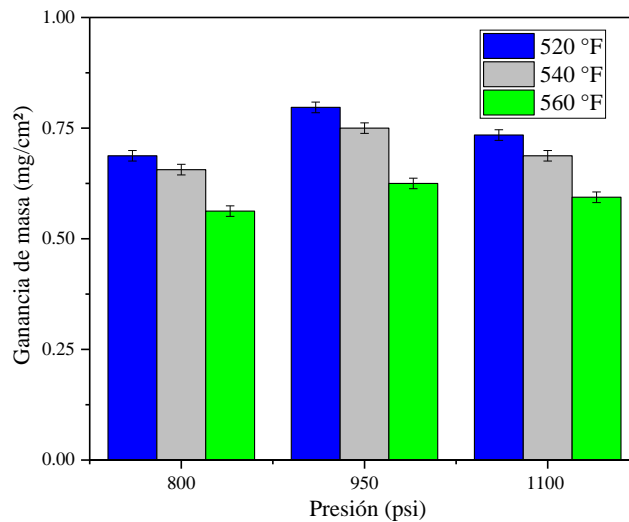
- Ren, X., Wang, H., Wei, Q., Lu, Y., Xiao, B., & Xie, J. (2021). Electrochemical behaviour of N80 steel in CO₂ environment at high temperature and pressure conditions. *Corrosion Science*, 189. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2021.109619>
- Sun, C., Liu, J., Sun, J., Lin, X., & Wang, Y. (2021). Probing the initial corrosion behavior of X65 steel in CCUS-EOR environments with impure supercritical CO₂ fluids. *Corrosion Science*, 189. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2021.109585>
- Sun, H., Wang, H., Zeng, Y., & Liu, J. (2023). Corrosion challenges in supercritical CO₂ transportation, storage, and utilization—a review. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 179). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113292>
- Takeda, M., Onishi, T., Nakakubo, S., & Fujimoto, S. (2009). Physical properties of iron-oxide scales on Si-containing steels at high temperature. *Materials Transactions*, 50(9), 2242–2246. <https://doi.org/10.2320/matertrans.M2009097>
- Wang, X., Pan, L., Wu, K., Li, L., Xu, J., & Lau, H. C. (2021a). Experiment based modeling of CO₂ solubility in H₂O at 313.15–473.15 K and 0.5–200 MPa. *Applied Geochemistry*, 130. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2021.105005>
- Wang, X., Pan, L., Wu, K., Li, L., Xu, J., & Lau, H. C. (2021b). Experiment based modeling of CO₂ solubility in H₂O at 313.15–473.15 K and 0.5–200 MPa. *Applied Geochemistry*, 130. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2021.105005>
- Zeng, D. zhi, Huang, Z. yao, Yu, Z. ming, Shi, S. zhi, Yi, Y. gang, Liu, C. ping, Tian, G., & Sun, Y. cheng. (2021). Effects of CO₂ gassy-supercritical phase transition on corrosion behaviors of carbon steels in saturated vapor environment. *Journal of Central South University*, 28(2), 325–337. <https://doi.org/10.1007/s11771-021-4605-1>
- Zhao, S., Liao, K., Wang, X., Zhou, F., Song, X., & He, G. (2021). Corrosion behavior of 35CrMo steel in a CO₂/O₂ coexistent simulating environment of fire-drive tail gas. *Materials Chemistry and Physics*, 272. <https://doi.org/10.1016/j.matchemphys.2021.125016>.

Apéndices

Apéndice A. Efecto de la presión en la ganancia de masa del acero API N-80

Figura 20.

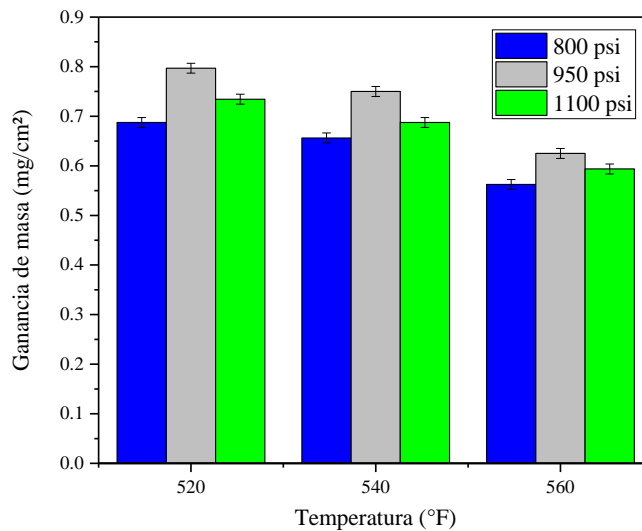
Efecto de la presión (800 psi, 950 psi, 1100 psi) a temperaturas constantes (520°F, 540 °F, 560°F) en la ganancia de masa del acero API N-80 con un tiempo de exposición de 20 horas.



Apéndice B. Efecto de la temperatura en la ganancia de masa del acero API N-80

Figura 21.

Efecto de la temperatura (520°F, 540 °F, 560°F) a presiones constantes (800 psi, 950 psi, 1100 psi) en la ganancia de masa del acero API N-80 con un tiempo de exposición de 20 horas.



Apéndice C. Efecto del tiempo de exposición en la ganancia de masa del acero API N-80.

Figura 22.

Efecto del tiempo de exposición (1 hora, 20 horas, 50 horas) a diferentes presiones (800 psi, 950 psi, 1100 psi) con temperatura constante de 520 °F, en la ganancia de masa del acero API N-80.

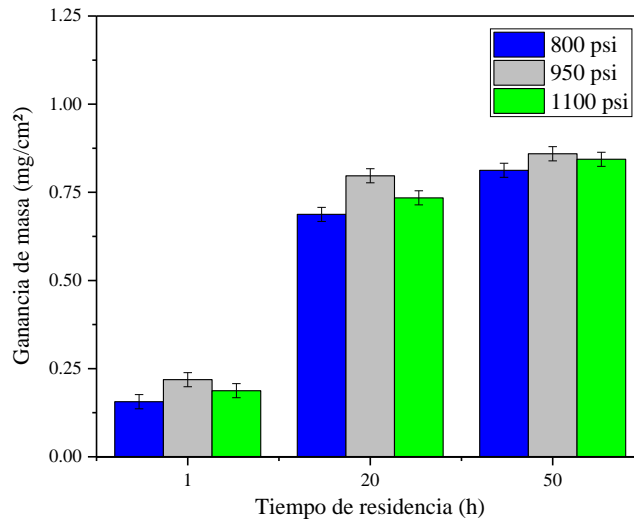


Figura 23.

Efecto del tiempo de exposición (1 hora, 20 horas, 50 horas) a diferentes presiones (800 psi, 950 psi, 1100 psi) con temperatura constante de 560 °F, en la ganancia de masa del acero API N-80

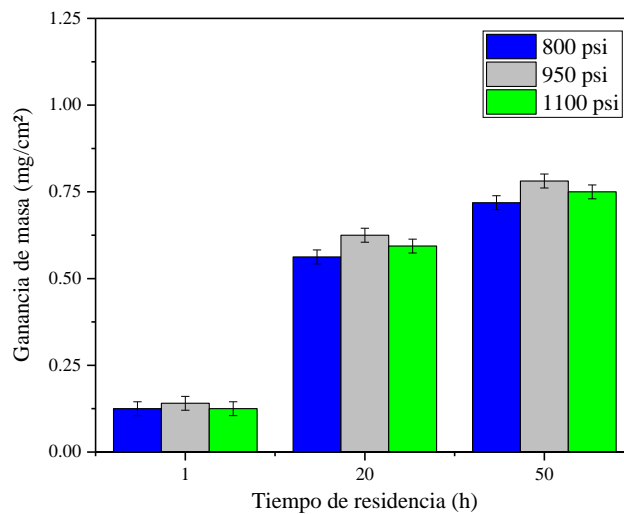


Figura 24.

Efecto del tiempo de exposición (1 hora, 20 horas, 50 horas) a una presión constante de 800 psi y diferentes temperaturas (520°F, 540 °F, 560°F), en la ganancia de masa del acero API N-80.

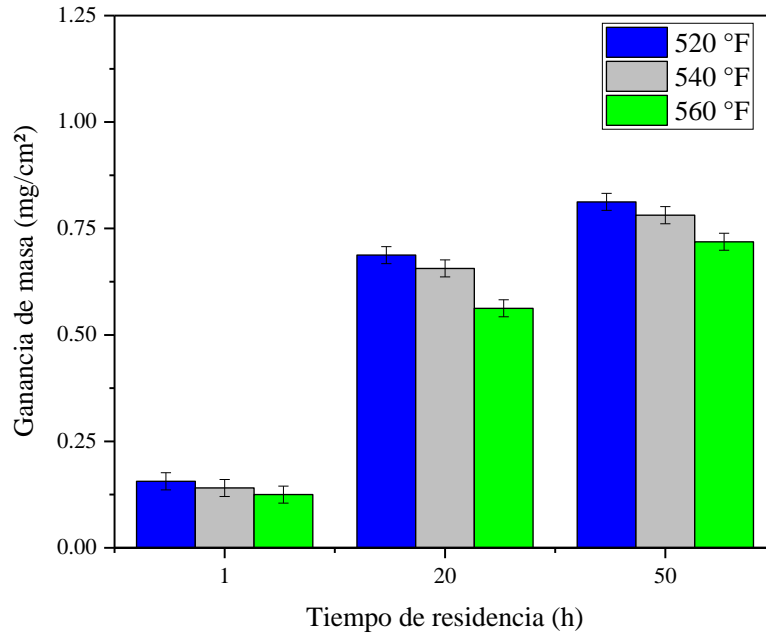
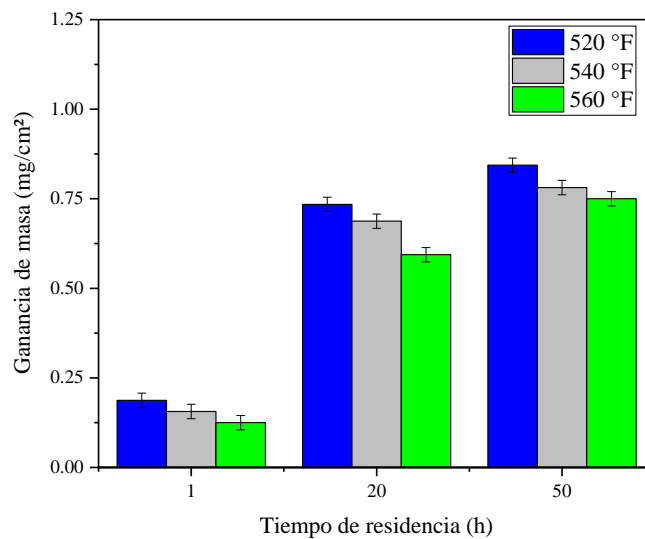


Figura 25.

Efecto del tiempo de exposición (1 hora, 20 horas, 50 horas) a una presión constante de 1100 psi y diferentes temperaturas (520°F, 540 °F, 560°F), en la ganancia de masa del acero API N-80.



Apéndice D. Efecto de la presión y la temperatura en la ganancia de masa.

Figura 26.

Efecto de la temperatura (520°F, 540 °F, 560°F) y la presión (800 psi, 950 psi, 1100 psi) en la ganancia de masa del acero API N-80 con un tiempo de exposición de 120 horas.

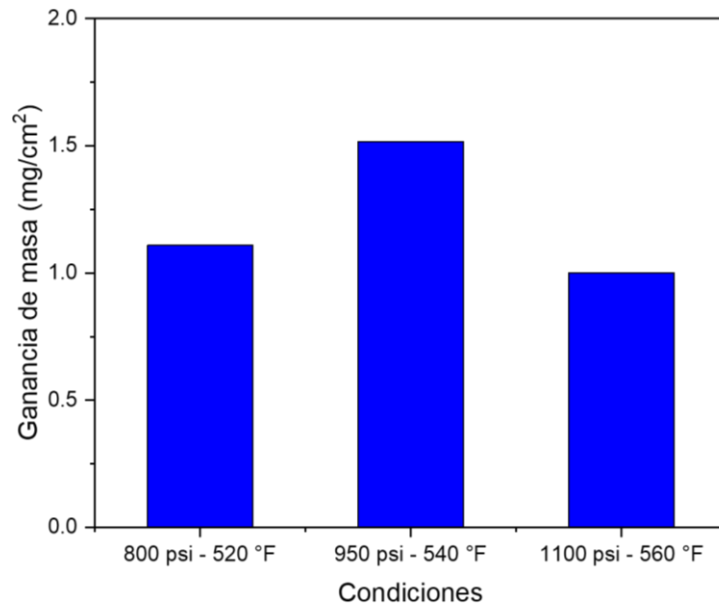
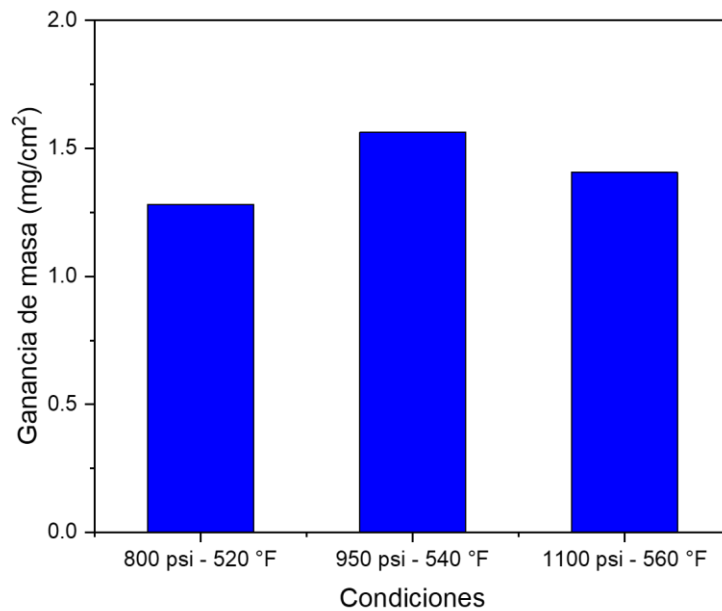


Figura 27.

Efecto de la temperatura (520°F, 540 °F, 560°F) y la presión (800 psi, 950 psi, 1100 psi) en la ganancia de masa del acero API N-80 con un tiempo de exposición de 200 horas.



Apéndice E. Diagrama de equilibrio de fases bajo diferentes presiones y temperaturas.

Figura 28.

Efecto de la temperatura en el equilibrio de fases a una presión constante de 800 psi.

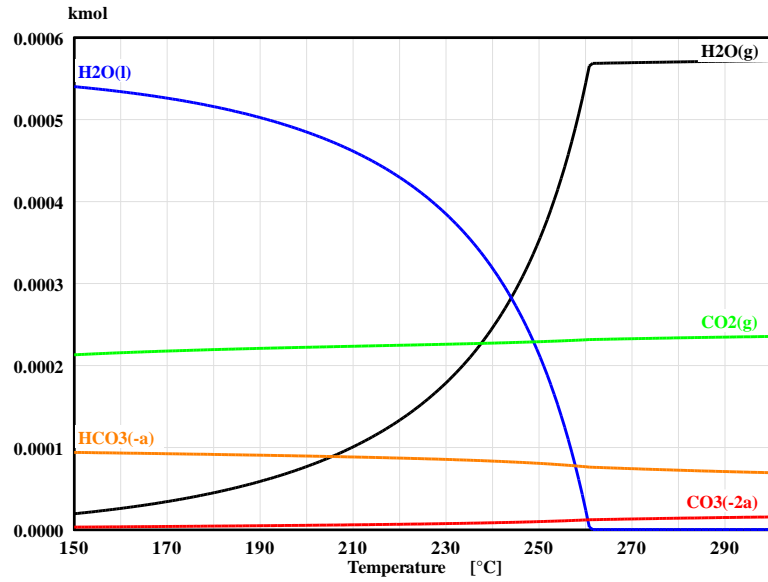


Figura 29.

Efecto de la temperatura en el equilibrio de fases a una presión constante de 950 psi.

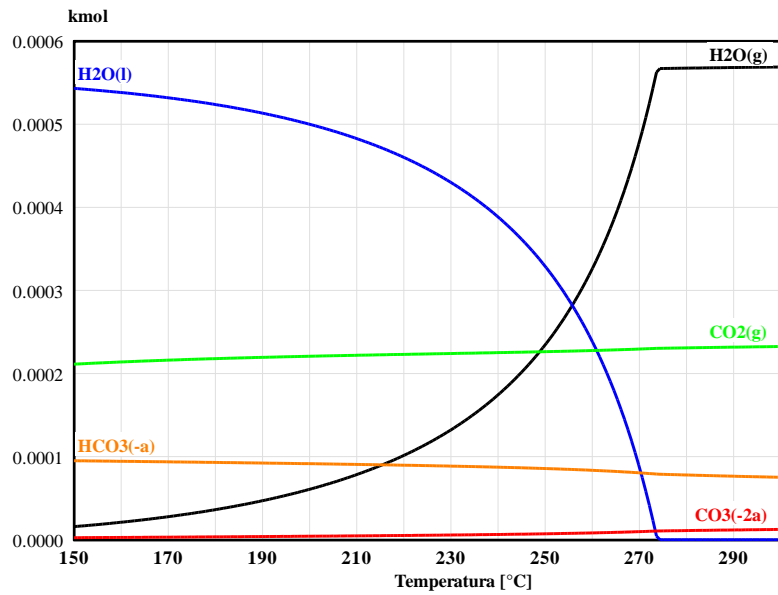


Figura 30.

Efecto de la temperatura en el equilibrio de fases a una presión constante de 1100 psi.

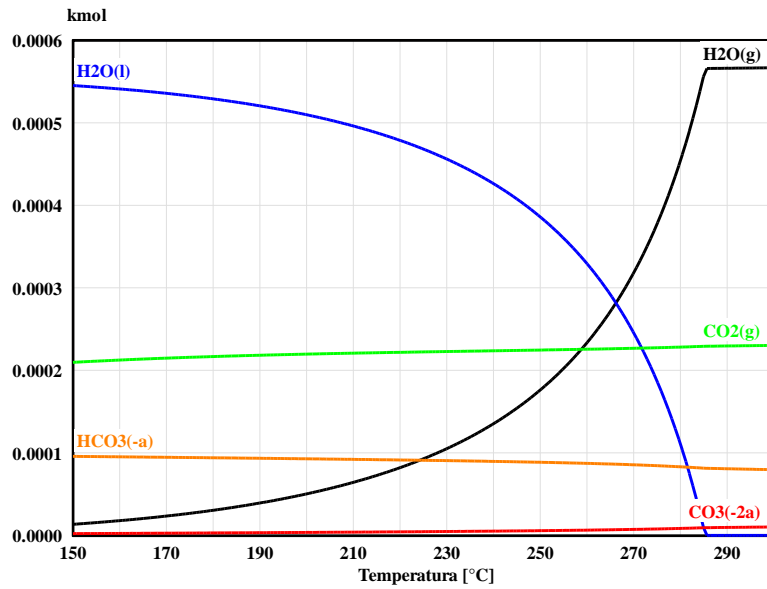


Figura 31.

Efecto de la presión en el equilibrio de fases a una temperatura constante de 520 °F.

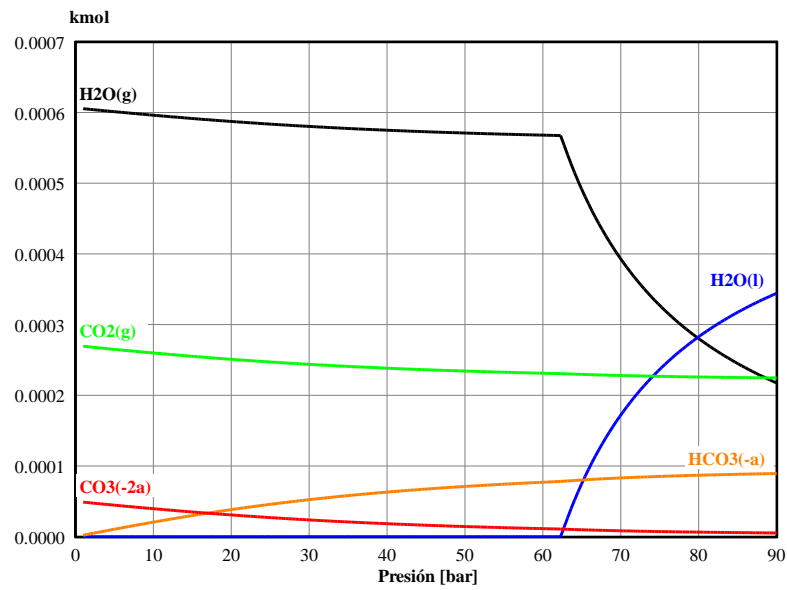


Figura 32.

Efecto de la presión en el equilibrio de fases a una temperatura constante de 540 °F.

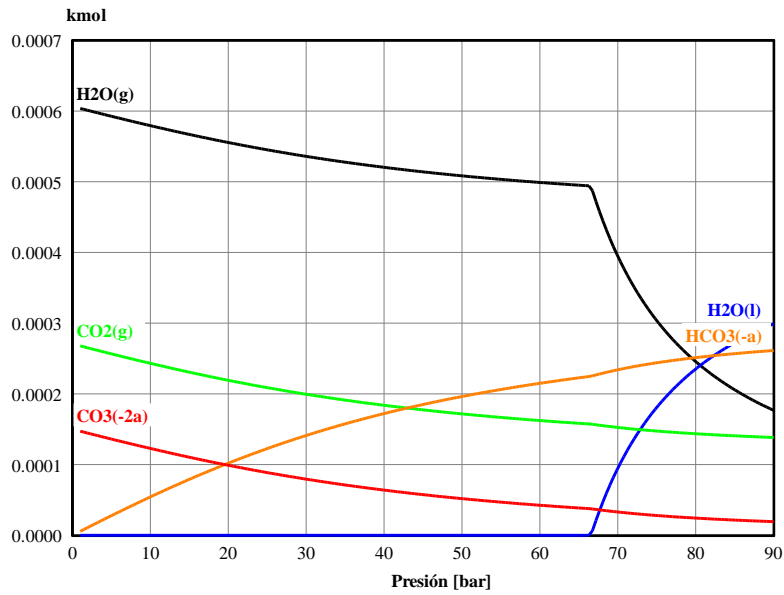
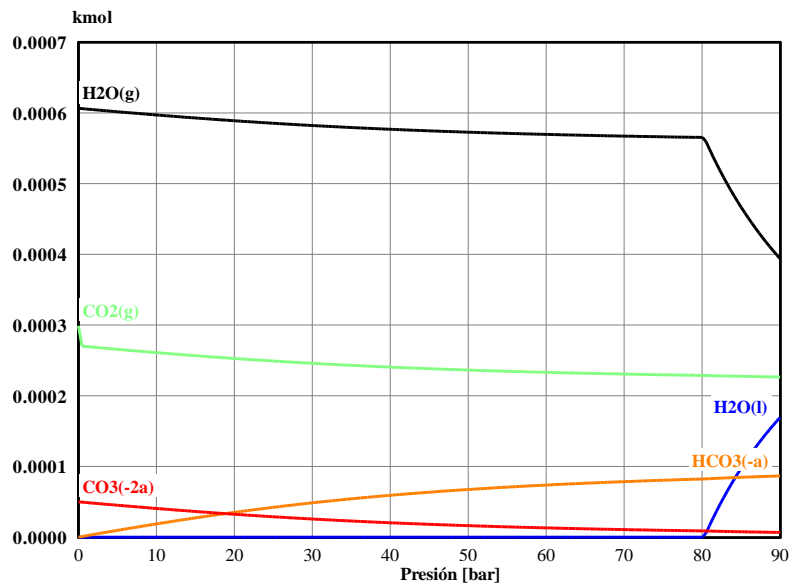


Figura 33.

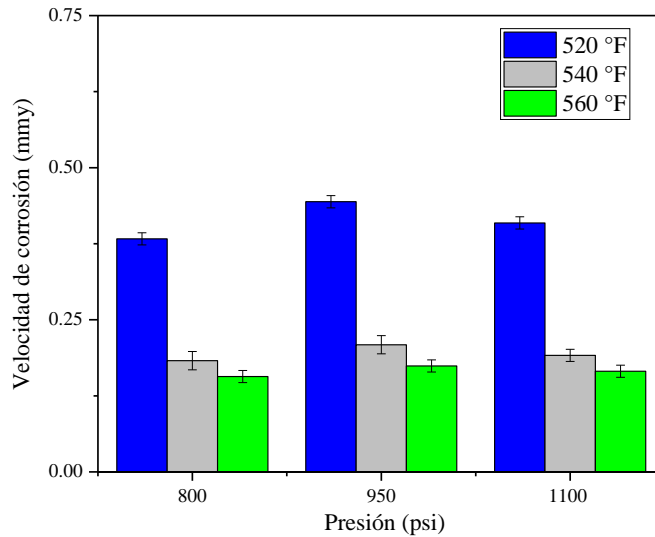
Efecto de la presión en el equilibrio de fases a una temperatura constante de 560 °F.



Apéndice F. Efecto de la presión en la velocidad de corrosión.

Figura 34.

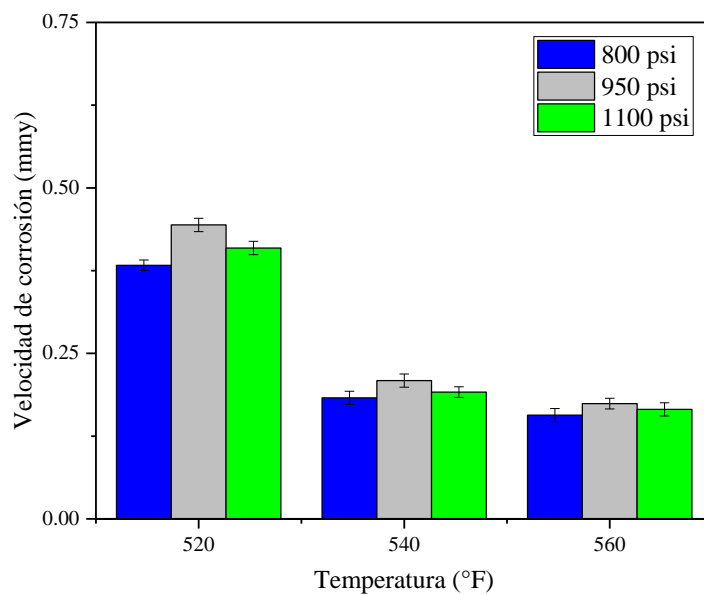
Efecto de la presión (800 psi, 950 psi, 1100 psi) a temperaturas constantes (520°F, 540 °F, 560°F) en la velocidad de corrosión del acero API N-80 con un tiempo de exposición de 20 horas.



Apéndice G. Efecto de la temperatura en la velocidad de corrosión

Figura 35.

Efecto de la temperatura (520°F, 540 °F, 560°F) a presiones constantes (800 psi, 950 psi, 1100 psi) en la velocidad de corrosión del acero API N-80 con un tiempo de exposición de 20 horas.



Apéndice H. Efecto de la presión y la temperatura en la ganancia de masa y velocidad de corrosión para tiempos de exposición de 120 y 200 horas.

Figura 36.

Efecto de la temperatura (520°F, 540 °F, 560°F) y la presión (800 psi, 950 psi, 1100 psi) en la velocidad de corrosión del acero API N-80 con un tiempo de exposición de 120 horas.

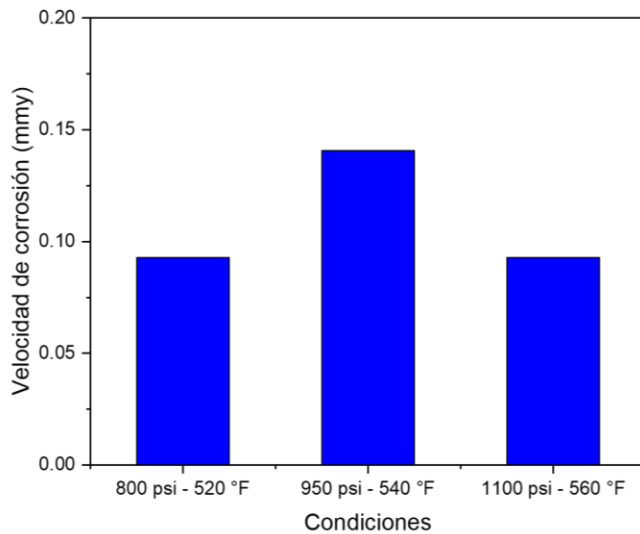
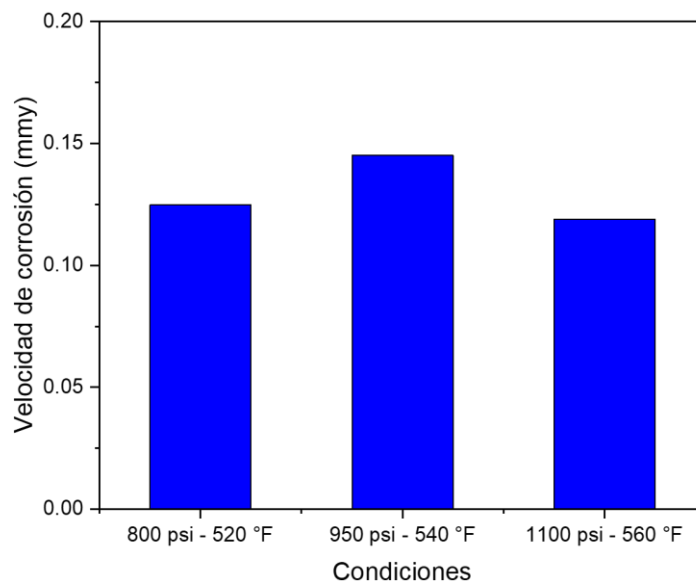


Figura 37.

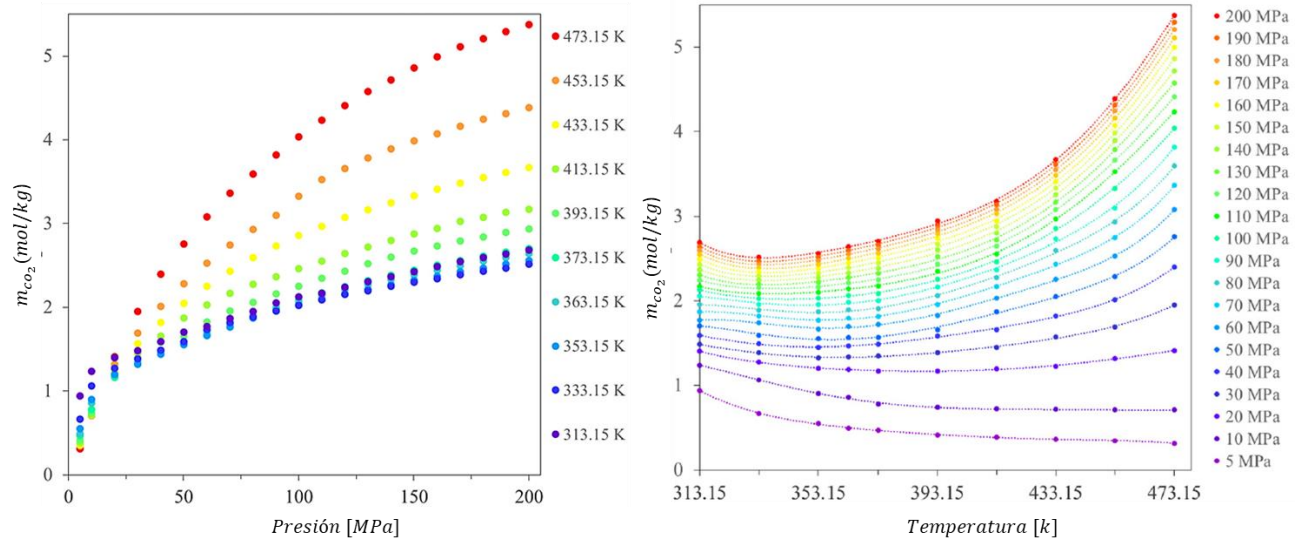
Efecto de la temperatura (520°F, 540 °F, 560°F) y la presión (800 psi, 950 psi, 1100 psi) en la velocidad de corrosión del acero API N-80 con un tiempo de exposición de 200 horas.



Apéndice I. Efecto de la presión y temperatura en la solubilidad del CO₂ en H₂O.

Figura 38.

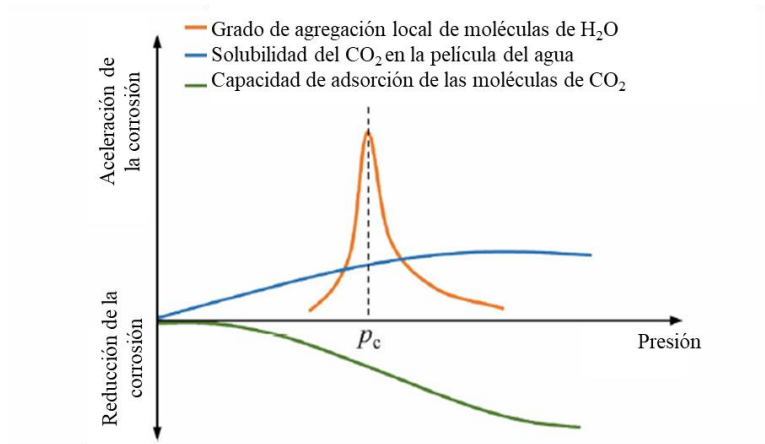
Diagramas sobre el efecto de la presión y la temperatura en la solubilidad del CO₂



Nota. Tomado de: (Wang et al., 2021)

Figura 39.

Comportamiento de la presión y la capacidad de la adsorción y la solubilidad de la película de agua del CO₂.



Nota. Tomado de (Bacca et al., 2022).

Apéndice J. Datos necesarios para el cálculo de la vida útil de la tubería con acero API N-80.

Tabla 8.

Datos para el cálculo de la vida segura de la tubería de acero API N-80 para las condiciones de 1100 psi- 560°F.

Datos		
Espesor tubería	0.375	in
D	13.375	in
Pi	1100	psi
S	38880	psi
F	0.72	
E	1	
Sy	54000	psi
Vcorr	0.0032909	in/y
Vcorr	0.0835878	mmy
Espesor mínimo	0.1892040	in
Espesor remanente	0.1857960	in
Vida útil	56.458241	años

Donde, D es el diámetro externo, Pi es la presión de trabajo, S es el valor de tensión permisible aplicable, F es factor de diseño y el valor según la norma no será mayor de 0.72, E es el factor de unión de soldadura, Sy es el límite elástico mínimo especificado del tubo y $Vcorr$ la velocidad de corrosión.

Con el fin de calcular el espesor mínimo de la tubería, inicialmente se utilizó la ecuación 8, donde se calculó S .

$$S = F \times E \times S_y \quad (8)$$

Luego, este valor fue reemplazado en la ecuación 7, como se indicó anteriormente. Por último, se encontró la vida útil de la tubería utilizando una relación de espesor remanente y velocidad de corrosión.

Apéndice K. Diagrama de Pourbaix (Eh vs pH) donde se evalúa el potencial de corrosión bajo condiciones corregidas por OLI Corrosion Analyzer.

Figura 40.

Diagrama de Pourbaix (Eh vs pH) en condiciones de 473°F y 800 psi.

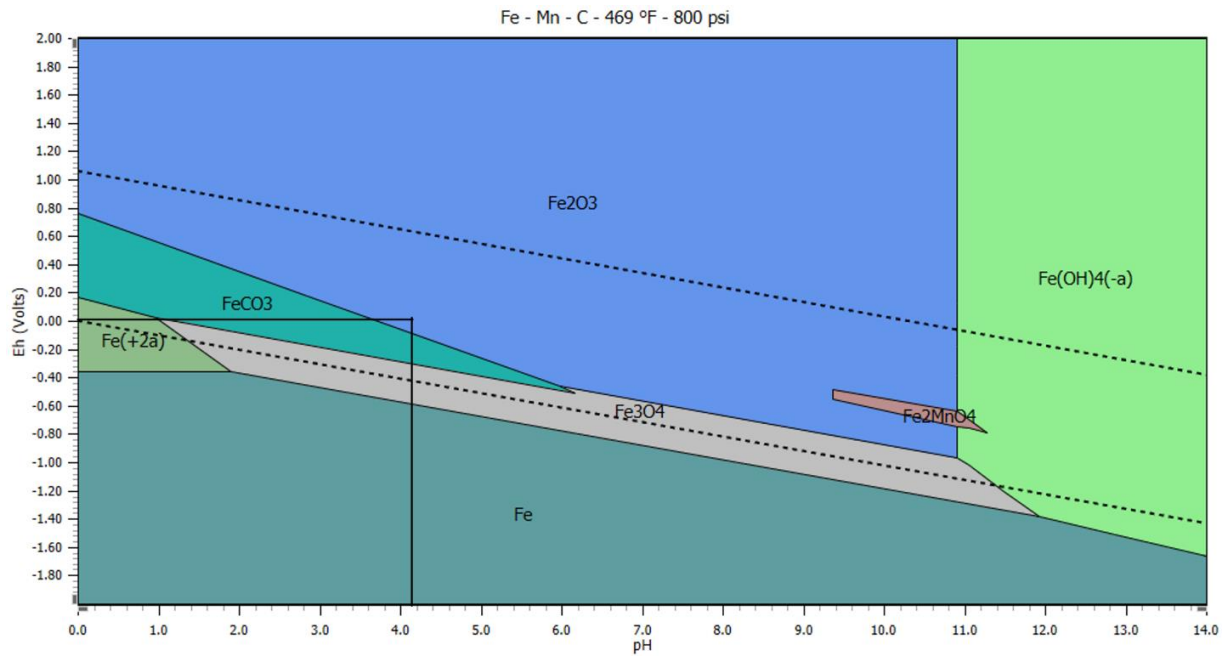


Figura 41.

Diagrama de Pourbaix (Eh vs pH) en condiciones de 485°F y 950 psi.

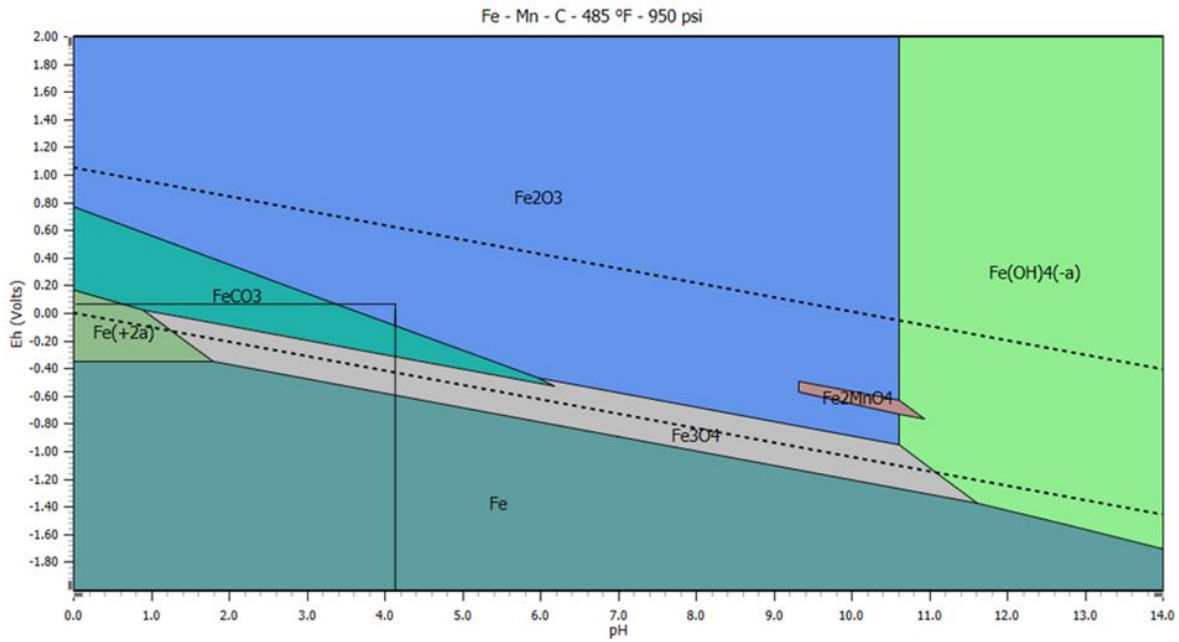


Figura 42.

Diagrama de Pourbaix (Eh vs pH) en condiciones de 500°F y 1100 psi.

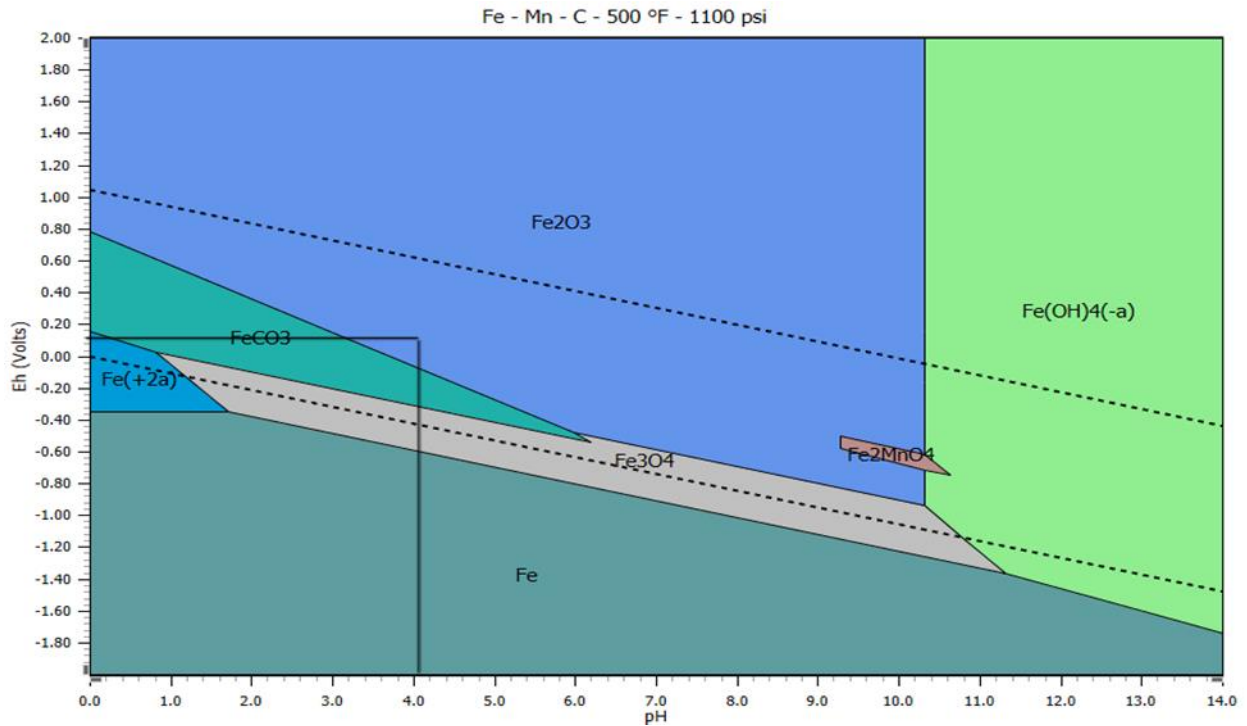


Figura 43.

Diagrama de Pourbaix (Eh vs pH) en condiciones de 520°F y 1351 psi.

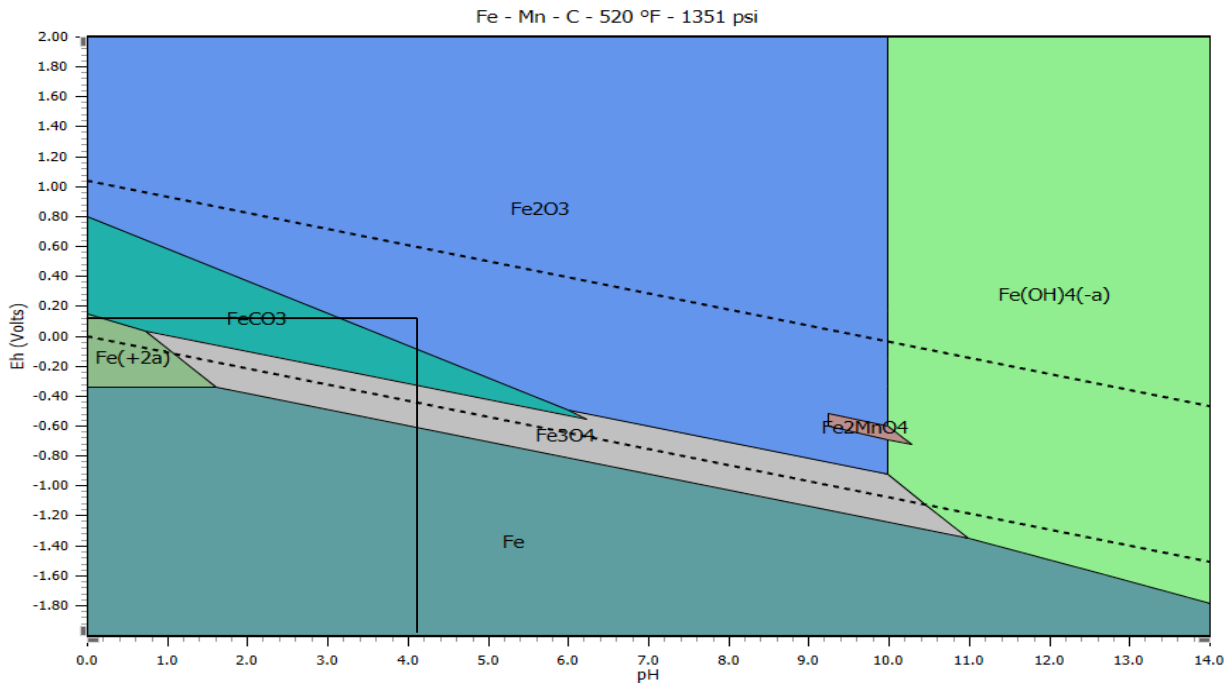


Figura 44.

Diagrama de Pourbaix (Eh vs pH) en condiciones de 540°F y 1660 psi.

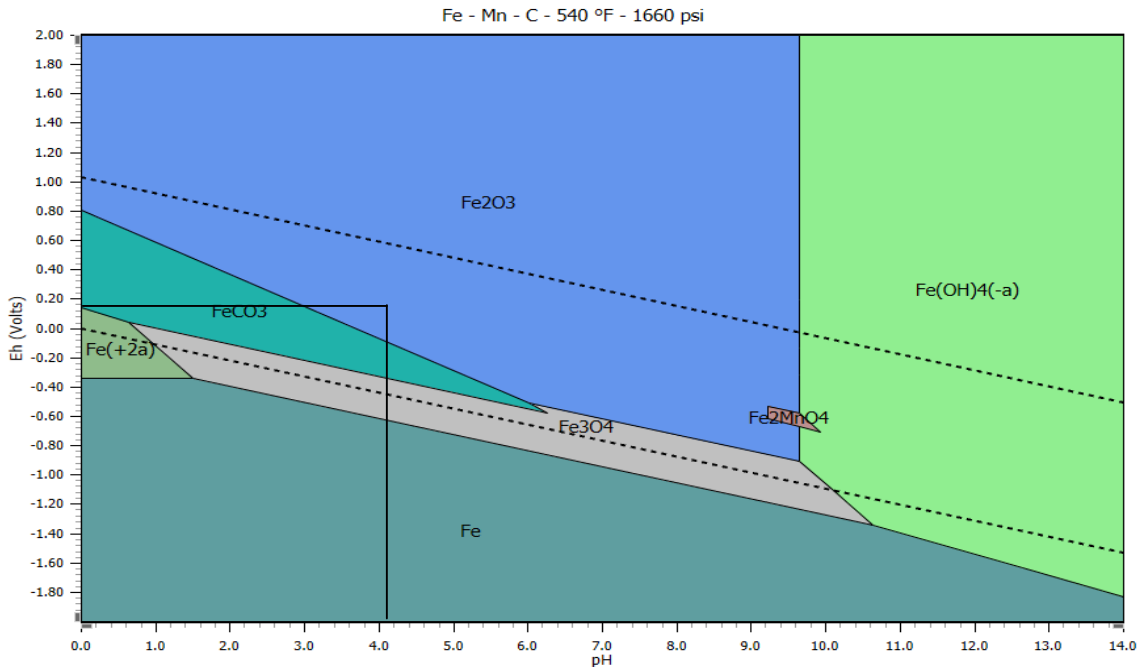


Figura 45.

Diagrama de Pourbaix (Eh vs pH) en condiciones de 560°F y 2053 psi.

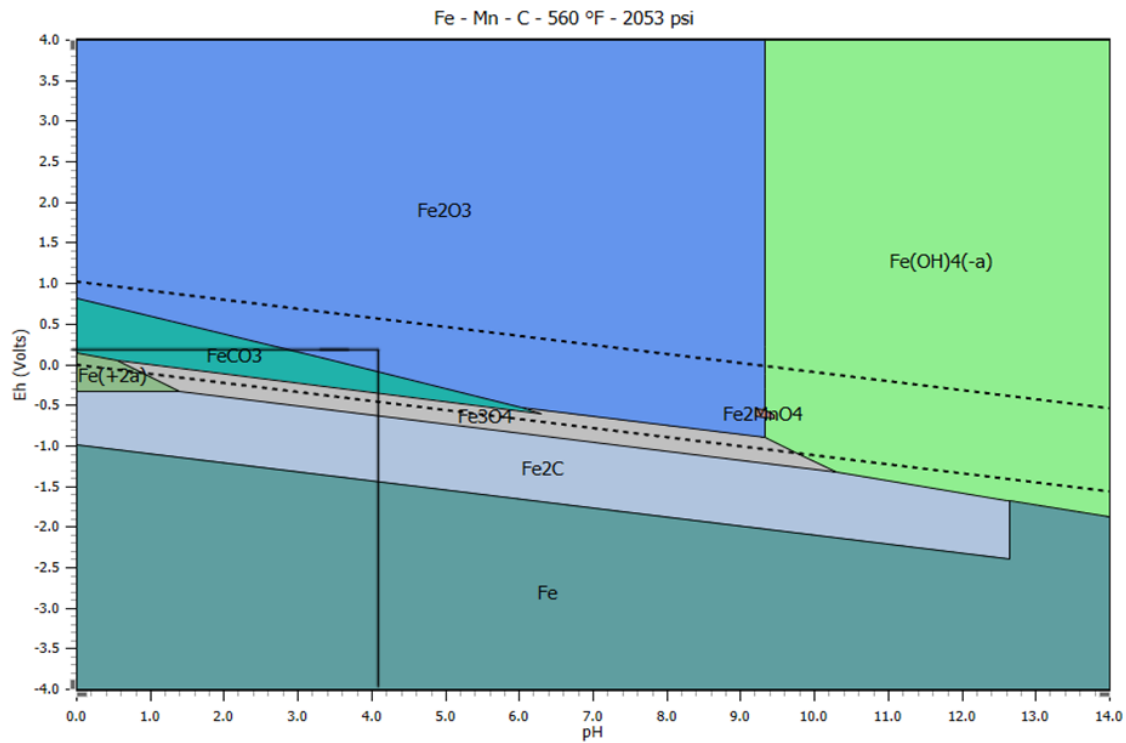


Tabla 9.

Valores del potencial de corrosión y pH obtenidos a través del software OLI corrosion analyzer con las variables corregidas relacionadas con los diagramas de Pourbaix.

Variable real	Variable corregida	Potencial de corrosión (E _{corr})	pH	Zona de estabilidad
800 psi	469°F	0.039565	4.1536	Fe ₂ O ₃
950 psi	485°F	0.13446	4.1544	Fe ₂ O ₃
1100 psi	500°F	0.153002	4.1596	Fe ₂ O ₃
520°F	1351 psi	0.169971	4.1597	Fe ₂ O ₃
540°F	1660 psi	0.185136	4.1591	Fe ₂ O ₃
560°F	2053 psi	0.198477	4.1592	Fe ₂ O ₃

Apéndice L. Diagrama de equilibrio de los productos de corrosión a presiones y temperaturas constantes simuladas por el software HSC Chemistry.

Figura 46.

Productos de corrosión a una presión constante de 800 psi en un rango de temperatura entre 390 °F (200°C) y 570 °F (300°C).

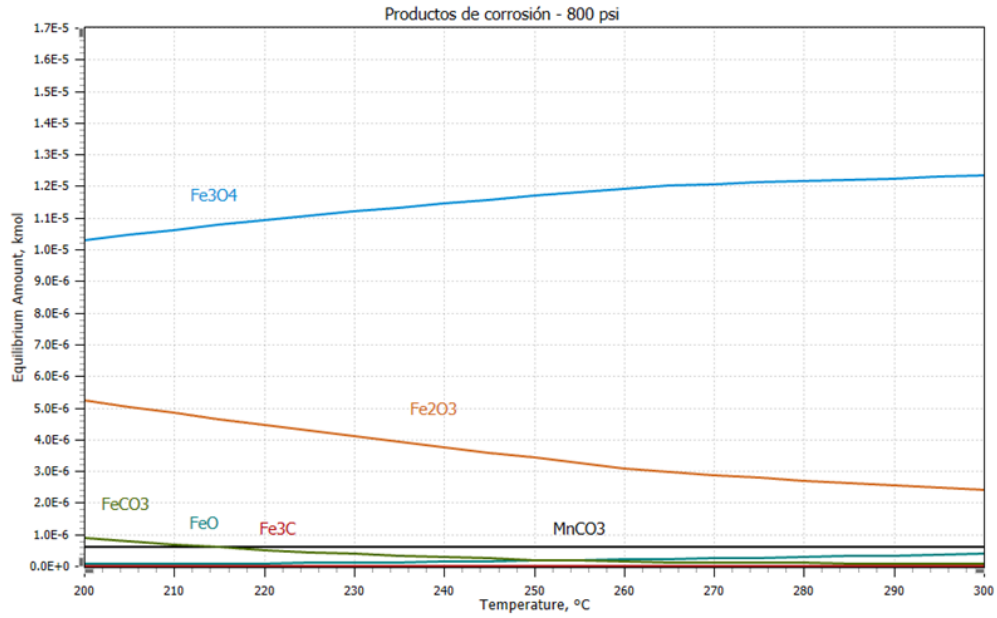


Figura 47.

Productos de corrosión a presión constante de 950 psi en un rango de temperatura de 390°F (200°C) a 570°F (300°C)

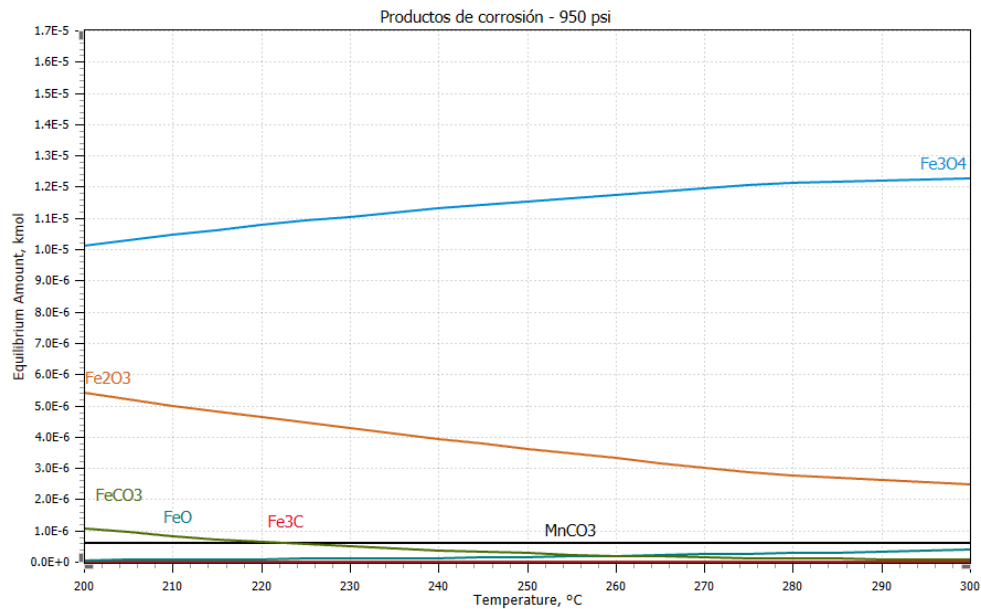


Figura 48.

Productos de corrosión presión constante de 1100 psi en un rango de temperatura de 390°F (200°C) a 570°F (300°C).

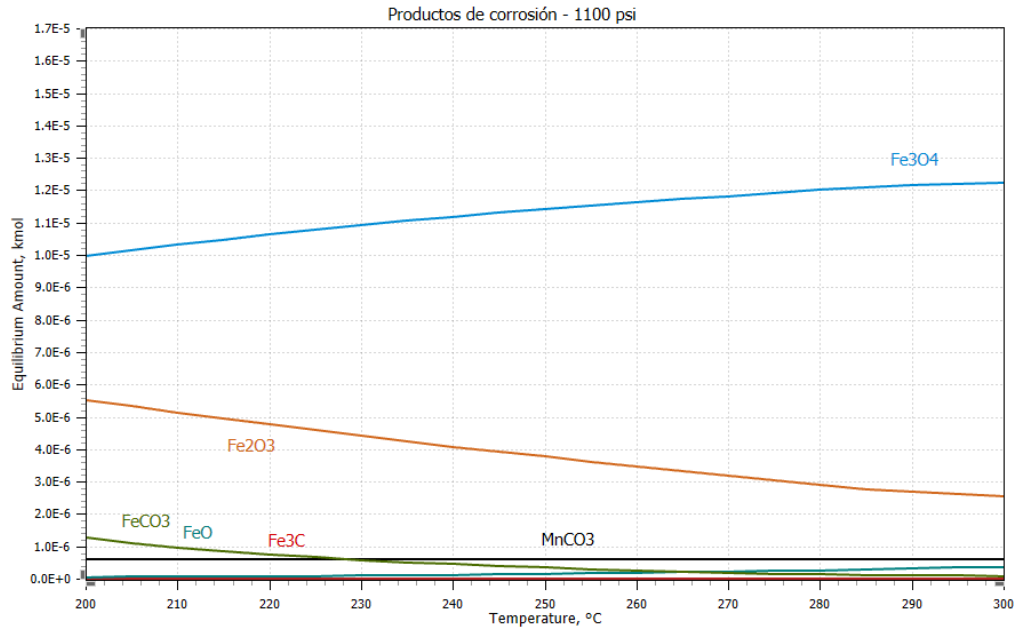


Figura 49.

Productos de corrosión a temperatura constante 520°F en un rango de presión de 435 psi (30 bar) y 1450 psi (100 bar).

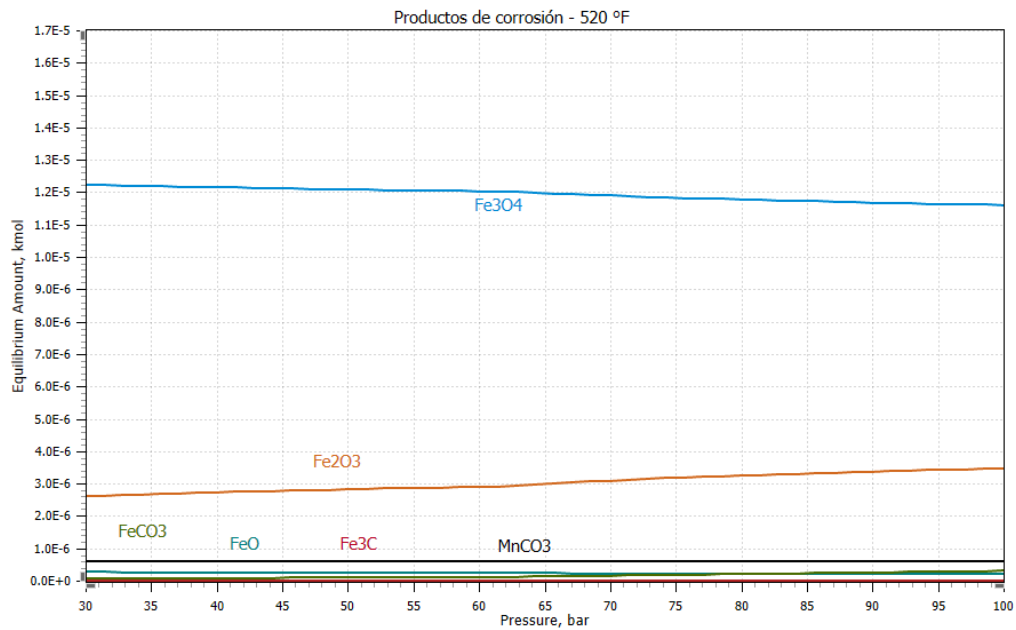


Figura 50.

Productos de corrosión a temperatura constante 540°F en un rango de presión de 435 psi (30 bar) y 1450 psi (100 bar).

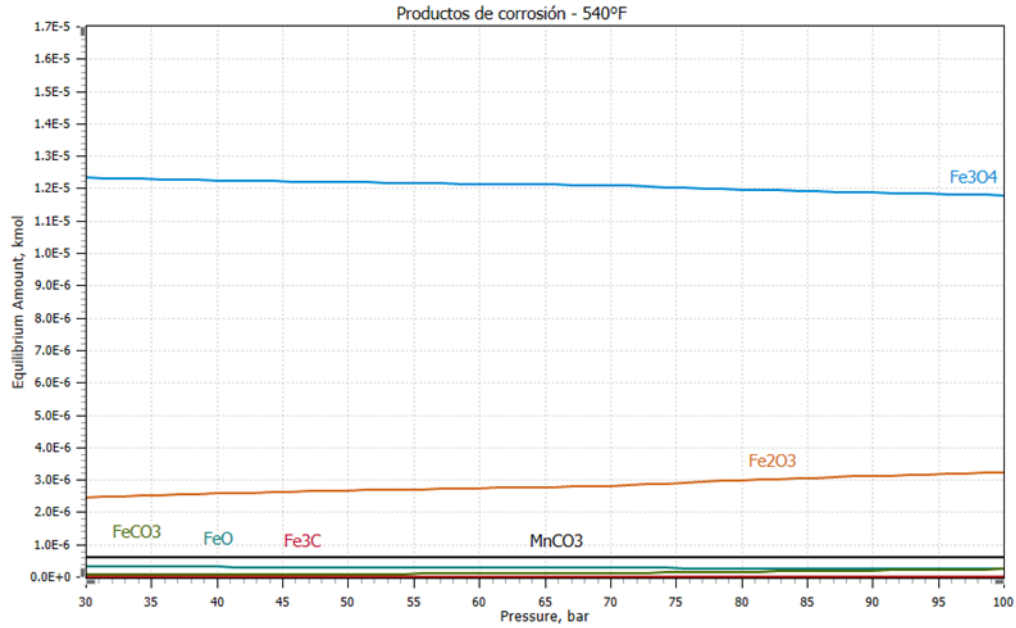


Figura 51.

Productos de corrosión a temperatura constante 560°F en un rango de presión de 435 psi (30 bar) y 1450 (100 bar).

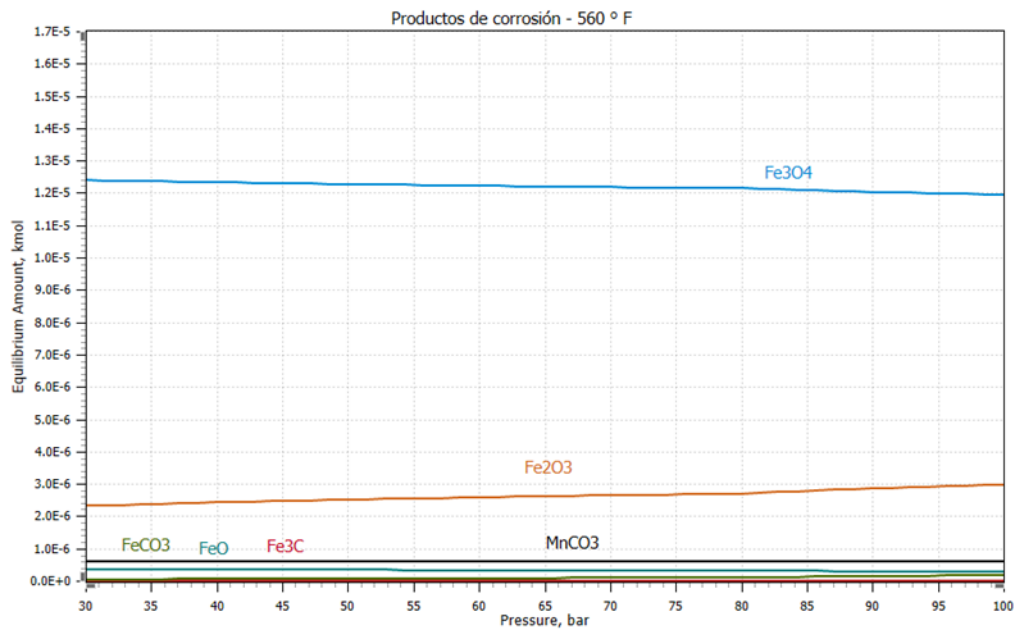


Tabla 8.

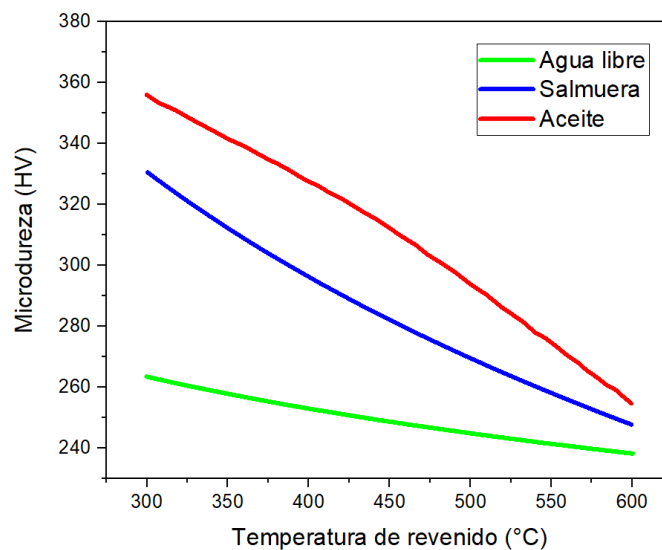
Porcentajes en peso de los productos de corrosión del acero API N-80 obtenidos por el software DiffraEva.

Producto de corrosión	%Peso					
	800 psi - 520 °F		950 psi - 540 °F		1100 psi - 560 °F	
	DiffraEva	HSC Chemistry	DiffraEva	HSC Chemistry	DiffraEva	HSC Chemistry
Fe ₃ O ₄	53.3%	87.451%	69.00%	87.603%	65.2	87.762%
Fe ₂ O ₃	-----	9.456%	-----	9.205%	13.5	8.938%
MnCO ₃	-----	2.075%	-----	2.075%	-----	2.075%
FeO	-----	0.655%	7.10%	0.742%	-----	0.841%
FeCO ₃	35.5%	0.362%	-----	0.356%	-----	0.344%
Fe	21.2%	-----	23.90%	-----	21.3	-----
Fe ₃ C	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Apéndice M. Relación de la microdureza y temperatura de revenido del acero API N-80.

Figura 52.

Microdureza y temperatura de revenido del acero API N-80 a diferentes ambientes corrosivos.



Nota. Adaptado de (Lieth et al., 2021)

Apéndice N. Índices de factores de corrosión en un ambiente de CO₂-vapor de agua a condiciones de trabajo con diferentes tiempos de exposición.

Figura 53.

Índice de factor de corrosión en un ambiente de CO₂-vapor de agua a diferentes condiciones a 1 hora de exposición.

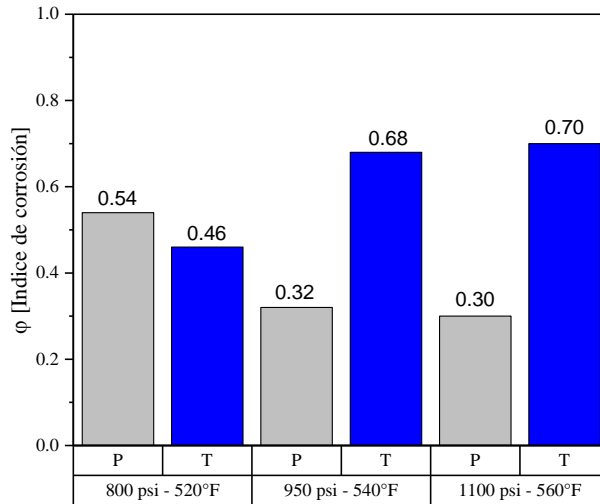


Figura 54.

Índice de factor de corrosión en un ambiente de CO₂-vapor de agua a diferentes condiciones a 20 horas de exposición.

